

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«На правах рукопису»

УДК 621.311.24+621.355

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__»_____ 2018 р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
спеціалізації Системи електропостачання

на тему: «Комбінована система електропостачання на основі вітроелектричної установки з системою акумулювання»

Виконав: студент VI курсу, групи ОЕ-72мп
Тиндирика Юрій Олександрович

Науковий керівник:
к.т.н., доц. Костюк В.О.

Консультант з нормоконтролю:
ас. Прокопенко І.Д.

Рецензент:
д.т.н., проф. Шевчук С.П.

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2018 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи електропостачання»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 2018 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Тиндириці Юрію Олександровичу

1. Тема дисертації: Комбінована система електропостачання на основі вітроелектричної установки з системою акумулювання;

науковий керівник дисертації: к.т.н., доц. Костюк Василь Осипович

затверджені наказом по університету від «05» листопада 2018 р. № 4089-с

2. Термін подання студентом дисертації: «10» грудня 2018 р.

3. Об'єкт дослідження: комбінована система автономного електропостачання сільськогосподарського об'єкта на основі вітроелектричної установки із засобами акумулювання виробленої енергії.

4. Вихідні дані: технологічні особливості конструкційних та технологічних рішень систем енергопостачання з використанням енергії вітру й засобів її акумулювання та співставні дослідження техніко-економічних показників децентралізованого енергозабезпечення сільськогосподарського споживача в ринкових умовах.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити:

- Дослідити проблеми електропостачання автономних об'єктів в умовах сучасного ринку та прискореного розвитку відновлюваних і нетрадиційних технологій енергозабезпечення.

- Обґрунтувати доцільність побудови та обрати конкурентні варіанти конструктивного виконання системи електропостачання на основі вітроелектроустановки, оснащеної гідравлічними акумуляторами – з використанням стандартних технологічних компонентів.

- Виконати розрахункові дослідження техніко-економічних показників автономної системи електропостачання сільськогосподарського об'єкта, оснащеного засобами гідроакумуляування енергії.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: актуальність теми магістерської дисертації; схема САЕП з гідравлічним акумуляуванням; графіки щільності ймовірності потужності в залежності від швидкості вітру; моделі життєвого циклу САЕП з акумуляторними батареями та з гідравлічним акумуляуванням.

7. Перелік публікацій:

- «Комбінована система енергопостачання на основі вітроенергоустановки, оснащеної гідравлічним акумулятором». Збірник матеріалів V міжнародної науково-технічної та навчально-методичної конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'18» м. Київ, 17-19 квітня 2018 р.

- «Техніко-економічні переваги комбінованої енергетичної установки з гідроакумуляційними пристроями». Збірник наукових праць X науково-технічної конференції ІЕЕ «Енергетика. Екологія. Людина» м. Київ, 26-27 квітня 2018 р.

- «Вибір потужності ВЕУ для комбінованої системи електропостачання автономного об'єкта на основі статистичних даних швидкості вітру». Збірник матеріалів і тез конференції «I науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ» м. Київ, 21-22 листопада 2018 р.

8. Консультанти розділів дисертації:

Нормоконтроль

ас. Прокопенко І.Д.

9. Дата видачі завдання: 18 квітня 2018 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Огляд літературних джерел по обраній темі	01.03.2018-19.03.2018	
2	Робота над статтею на конференцію «PEMS 2018»	20.03.2018-30.03.2018	
3	Робота над статтею на конференцію «Енергетика. Екологія. Людина»	01.05.2018-12.05.2018	
4	Аналіз способів електропостачання автономних об'єктів	01.09.2018-20.09.2018	
5	Аналіз сучасних акумуляційних пристроїв та моделювання автономної системи електропостачання з використанням гідравлічних акумуляторів	21.09.2018-15.10.2018	
6	Розрахункові дослідження техніко-економічних показників автономної системи електропостачання	16.10.2018-10.11.2018	
7	Розробка стартап-проекту	11.11.2018-20.11.2018	
8	Оформлення дисертації	21.11.2018-02.12.2018	
9	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	03.12.18-07.12.18	
10	Передзахист дисертації	10.12.18-14.12.18	
11	Захист дисертації	17.12.18-20.12.18	

Студент _____

Тиндирика Ю. О.

Науковий керівник дисертації _____

Костюк В.О.

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація виконана на тему «Комбінована система електропостачання на основі вітроелектричної установки з системою акумулювання». Дисертація містить 116 сторінок основного тексту, 41 рисунок, 31 таблицю, 54 бібліографічних джерела за переліком посилань та 3 додатки.

Актуальність теми пов'язана із застосуванням технологій та комплексних технічних рішень у сфері електропостачання автономних об'єктів, а саме для проектування автономних комбінованих систем електропостачання із забезпеченням акумулювання надлишку виробленої електроенергії, зокрема використанням конкурентоздатних за дійсних умов господарювання в Україні технологій акумулювання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами

Виконані в роботі дослідження зроблені з урахуванням Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», робочих планів НДР «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями і активними споживачами в умовах енергоринку» (тема 2013-п, номер державної реєстрації 0117U004285, УДК 621.311).

Метою роботи є обґрунтування вибору найкращих за сукупністю техніко-економічних показників конструктивних рішень комбінованої системи автономного електропостачання обраного господарського об'єкта, що забезпечують належну організацію процесів перетворення, акумулювання й споживання енергії.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити низку завдань:

1. Обґрунтувати доцільність побудови та обрати конкурентні варіанти конструктивного виконання системи електропостачання автономного об'єкта на основі вітроелектроустановки, визначивши вітровий потенціал регіону через статистичні дані швидкості вітру.

2. Виконати розрахункові дослідження техніко-економічних показників різних систем акумулювання енергії: з використанням електрохімічних акумуляторних батарей та засобів гідравлічного акумулювання.

3. На основі результатів техніко-економічних досліджень продемонструвати переваги системи енергозабезпечення з гідравлічним акумулюванням для автономного сільськогосподарського об'єкта.

Об'єкт дослідження – комбінована система автономного електропостачання сільськогосподарського об'єкта на основі вітроелектричної установки із засобами акумулювання виробленої енергії.

Предметом дослідження є технологічні особливості конструкційних і технологічних рішень систем енергопостачання з використанням енергії вітру й засобів її акумулювання та співставні дослідження техніко-економічних показників децентралізованого енергозабезпечення сільськогосподарського споживача в ринкових умовах.

Наукові результати дисертаційної роботи були отримані з використанням статистичного й техніко-економічного аналізу, методів економіко-математичного моделювання.

Новизна і практична значущість

Полягає в обґрунтуванні технічної реалізованості інноваційних автономних систем електропостачання з використанням конкурентних екологічно безпечних технологій акумулювання, які потребують помірного фінансування заходів з підтримання функціонування технологічної системи упродовж життєвого циклу. Такий шлях розв'язання проблеми дає змогу уникнути додаткових експлуатаційних витрат на утилізацію традиційних електрохімічних акумуляторів електричної енергії з обмеженим числом циклів акумулювання.

Варіантні розрахунки техніко-економічних показників виконано із застосуванням економіко-математичної моделі життєвого циклу.

Методи дослідження

Емпіричною базою дисертаційного дослідження слугують методичні та

довідкові матеріали, статистичні дані.

Наукові результати дисертаційної роботи були отримані з використанням статистичного й техніко-економічного аналізу, методів економіко-математичного моделювання.

Апробація результатів дисертації

Виконано 3 (три) доповіді на науково-технічних та навчально-методичних конференціях.

Публікації

За темою дисертації опубліковано 3 роботи (тези доповідей на конференціях).

***ключові слова:** система електропостачання, автономний об'єкт, вітроенергетична установка, гідравлічний акумулятор, модель життєвого циклу, нормована вартість електричної енергії.*

ABSTRACT

The master's thesis «Hybrid wind turbine power supply system equipped with energy storage system». The thesis contains 116 pages of the main text, 41 illustrations, 31 tables, 54 bibliographic sources in the list of references and 3 annexes.

Relevance of the topic is related to the application of technologies and complex technical solutions in the power supplying of stand-alone objects, namely for the design of autonomous combined power supply systems with the provision of accumulation of excess electricity production, in particular, the use of accumulation technologies that are competitive at the current conditions of management in Ukraine.

Relationship of work with scientific programs, plans, themes

The research carried out in the work is based on the Energy Strategy of Ukraine for the period up to 2035 "Safety, Energy Efficiency, Competitiveness", the work plans of the Scientific Research Institute "Development of scientific and methodological foundations of the aggregation and management of virtual power plants and active consumers in the energy market" (theme 2013-p, the state registration number 0117U004285, UDC 621.311).

The purpose of the work is to substantiate the choice of the best combination of technical and economic indicators of design solutions of the combined system of autonomous power supply of the selected economic entity, which ensure the organization of the processes of conversion, accumulation and consumption of energy.

To meet the objectives, it is necessary to solve a number of problems:

1. To substantiate expediency of construction and to choose competitive variants of constructive design of the power supply system of the stand-alone object based on wind turbine, determining the wind potential of the region using statistical data of wind speed.
2. Perform studies of technical and economic indicators of different energy storage systems equipped with electrochemical storage batteries and with means of hydraulic accumulation.
3. Show the advantages of a power supply system with hydraulic accumulation

for an autonomous agricultural object based on the results of feasibility studies.

The object of the study is a combined system of autonomous power supply system of an agricultural object based on a wind turbine equipped with energy storage system.

The subject of the study is the technological features of structural and technological solutions of power supply systems using wind energy and means of its accumulation and comparative studies of technical and economic indicators of decentralized energy supply of agricultural consumers in market conditions.

Scientific results of the dissertation work were obtained using statistical and techno-economic analysis, methods of economic-mathematical modeling.

Novelty and practical significance consist in the technical realization of innovative autonomous power supply systems with the use of competitive environmentally sound accumulation technologies, which require moderate financing of measures to maintain the functioning of the technological system throughout the life cycle. This way of solving the problem avoids additional operating costs for utilization of traditional electrochemical accumulators of electric energy with a limited number of accumulation cycles.

Variant calculations of technical and economic indicators are made using the economic-mathematical model of the life cycle.

Research methods

Scientific results of the dissertation work were obtained using statistical and techno-economic analysis, methods of economic-mathematical modeling.

Approbation of the results of the dissertation

3 (three) reports have been fulfilled at scientific, technical and methodological conferences.

Publications

3 (three) articles on the theme of the thesis are published.

Key words: *power supply system, stand-alone object, wind turbine, hydraulic accumulator, levelized cost of electricity.*

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	13
ВСТУП.....	14
1 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ АУТОНОМНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВІДДАЛЕНИХ ОБ'ЄКТІВ СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА.....	19
1.1 Електропостачання автономних об'єктів сільського господарства	19
1.2 Системи автономного енергозабезпечення на основі двигунів внутрішнього згорання та використання біотехнологій	22
1.3 Когенераційні енергетичні установки на основі паливних елементів	28
1.4 Використання енергії Сонця та вітру в системах автономного електропостачання	30
1.5 Використання акумуляторного резерву в системах автономного електропостачання	39
Висновки до розділу.....	41
2 ТЕОРЕТИКО-ПРАКТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ АКУМУЛЯТОРІВ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НА ОСНОВІ ВІТРОЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ	43
2.1 Техніко-економічні показники технологічних елементів систем накопичення енергії	43
2.2. Електрохімічні акумуляторні батареї.....	46
2.3 Технології гідравлічного акумулювання електроенергії	54
2.4 Функційна схема проектної системи автономного електропостачання господарського об'єкта на основі вітроелектроустановки	58
Висновки до розділу.....	63
3 МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ОЦІНКА ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ВЕУ.....	64
3.1 Математичні моделі елементів системи електропостачання	64
3.1.1 Математичний опис вітрової електростанції у складі системи енергозабезпечення	64
3.1.2 Математична модель гідроагрегата	67
3.1.3 Математичний опис процесу перетворення накопиченої потенційної енергії в електроенергію	71

3.2 Оцінка вітроенергетичного потенціалу у географічному місці розташування господарського об'єкта електропостачання	73
3.3 Модель електричних навантажень об'єкта електропостачання	79
3.4 Вибір віротехнічного обладнання для забезпечення електропостачання об'єкта.....	82
Висновки до розділу.....	83
4 РОЗРАХУНКОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ АВТОНОМНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГОСПОДАРСЬКОГО ОБ'ЄКТА З ВИКОРИСТАННЯМ ГІДРОАКУМУЛЮВАННЯ ЕНЕРГІЇ.....	84
1.1 Критерії вибору конструктивних параметрів комбінованої системи на основі технологій відновлюваної енергетики.....	84
4.2 Метод визначення ціни виробництва за схемою приведеної собівартості електроенергії на основі моделі життєвого циклу енергоустановки	87
4.3 Способи розрахунку нормованої ціни виробництва електроенергії та особливості визначення капітальних витрат за індивідуальним проектом енергопостачання об'єкта	93
4.4 Варіантні техніко-економічні розрахунки системи електропостачання автономного об'єкта з системою акумулювання	98
4.4.1 Техніко-економічні розрахунки системи електропостачання автономного об'єкта з використанням засобів гідроакумулювання	99
4.4.2 Техніко-економічні розрахунки системи електропостачання автономного об'єкта з використанням електрохімічних акумуляторних батарей	103
Висновки до розділу.....	107
5 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП ПРОЕКТУ	108
5.1 Поняття стартапу.....	108
5.2 Опис ідеї проекту	108
5.3 Технологічний аудит проекту.....	109
5.4 Аналіз зовнішнього середовища.....	111
5.4 Розроблення ринкової стратегії проекту.....	116
Висновки до розділу.....	117
ВИСНОВКИ	118
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	120

ДОДАТОК А ПАРАМЕТРИ РІЗНИХ ТЕХНОЛОГІЙ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ	123
ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕУ	124
ДОДАТОК В ТЕХНІЧНІ ПАРАМЕТРИ АКУМУЛЯТОРНОЇ БАТАРЕЇ.....	125

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АС – акумулювальна система;
АКБ – акумуляторна батарея
ВЕС – вітрова електростанція;
ВЕУ – вітроелектроустановка;
ГАЕС – гідроакумулювальна електростанція;
ДВЗ – двигун внутрішнього згорання;
ДЕС – дизельна електростанція;
КВВП – коефіцієнт використання встановленої потужності;
ККД – коефіцієнт корисної дії;
НПІНЕ – надпровідниковий індуктивний накопичувач енергії;
ПАБ – потокова акумуляторна батарея;
ПАЕС – повітряно-акумулювальна електростанція;
ПЕ – паливний елемент;
САЕП – система автономного електропостачання;
СЕС – сонячна електростанція;
СК – суперконденсатор;
СМ – супермаховик;
СФЕУ – сонячна фотоелектрична установка;
ТВЕ – технології відновлюваної енергетики;
ФЕП – фотоелектрична панель;
LEC – levelized energy cost
LCOE – levelized cost of energy
DOD – deep of discharge;
CDCF – cumulated discounted cash flow

ВСТУП

Актуальність теми магістерської дисертації

В агропромисловому комплексі України водночас із підвищенням рівня індустріалізації виробництва сільськогосподарської продукції, збитки від перерв електропостачання і зниження якості параметрів електроенергії стрімко зростають. Динаміка економічного розвитку галузі вимагає в даний час пошуку і розробки нових методів, поліпшення показників якості електропостачання сільськогосподарського виробництва. Одним з напрямків, за якими підвищують ефективність сільськогосподарського виробництва, є розроблення і впровадження систем безперервного електроживлення, основу яких становлять системи автономного електропостачання, виконані з використанням як традиційних технологій, так і сучасних технологій відновлюваної енергетики.

В даний час існує велика кількість дрібних господарств, які приєднані до систем централізованого електропостачання, однак, стикаються з цілою низкою проблем пов'язаних з недотриманням постачальниками норм якості електроенергії.

Аварії систем електропостачання, зміни якості електроенергії та пов'язані з ними порушення технології утримання тварин впливають на продуктивність сільськогосподарських підприємств.

Таким чином, задача організації автономного електропостачання малих сільськогосподарських підприємств, які є значною мірою віддаленими від систем централізованого електропостачання, або таких, що мають серйозні проблеми з живленням від централізованої мережі, є актуальною.

Останнім часом поширення набули інженерні рішення систем автономного електропостачання на основі технологій відновлюваної енергетики з дублюючим джерелом з використанням акумуляторних електростанцій, що переважно зумовлюється екологічними перевагами подібних систем в порівнянні з вуглеводневим паливом.

Однак електрохімічні акумуляторні батареї потребують періодичних заміन, пов'язаних з обмеженою кількістю циклів акумуляування, в наслідок чого, збільшуються витрати на експлуатацію системи автономного електропостачання та на утилізацію відпрацьованих батарей.

Вдосконалення акумуляторних систем дозволило б значно підвищити ефективність автономних систем електропостачання на основі технологій відновлюваної енергетики.

У зв'язку з цим розробляються перспективні акумуляторні системи, які потребують менших коштів на акумуляування енергії та є екологічно безпечнішими у співставленні з традиційними електрохімічними акумуляторами.

Науково-технічним проблемам виробництва енергії з резервними накопичувачами, на основі ТВЕ, присвячена низка досліджень вітчизняних і зарубіжних вчених. Великий внесок у розробку використання технологій відновлюваної енергетики внесли такі вчені: В.М. Калініченко, В.Д. Білодід, І.М. Кіричникова, Н.М. Мхітарян, С.П. Денисюк, Ю.Д. Арбузов, Ю.О. Віхарєв, О.І. Соловей, Д.Л. Дудук та інші.

Проблема визначення раціональних компонувальних рішень систем енергопостачання з резервними накопичувачами, оптимізованих за певними техніко-економічними показниками, розглядалась в роботах зарубіжних дослідників Rodolfo Dufo López, M. Kolhe та інших.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами

Виконані в роботі дослідження зроблені з урахуванням Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», робочих планів НДР «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями і активними споживачами в умовах енергоринку» (тема 2013-п, номер державної реєстрації 0117U004285, УДК 621.311).

Метою роботи є обґрунтування вибору найкращих за сукупністю техніко-економічних показників конструктивних рішень комбінованої системи

автономного електропостачання обраного господарського об'єкта, що забезпечують належну організацію процесів перетворення, акумулювання й споживання енергії.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити низку завдань:

1. Обґрунтувати доцільність побудови та обрати конкурентні варіанти конструктивного виконання системи електропостачання автономного об'єкта на основі вітроелектроустановки, визначивши вітровий потенціал регіону через статистичні дані швидкості вітру.

2. Виконати розрахункові дослідження техніко-економічних показників різних систем акумулювання енергії: з використанням електрохімічних акумуляторних батарей та засобів гідравлічного акумулювання.

3. На основі результатів техніко-економічних досліджень продемонструвати переваги системи енергозабезпечення з гідравлічним акумулюванням для автономного сільськогосподарського об'єкта.

Об'єкт дослідження – комбінована система автономного електропостачання сільськогосподарського об'єкта на основі вітроелектричної установки із засобами акумулювання виробленої енергії.

Предметом дослідження є технологічні особливості конструкційних і технологічних рішень систем енергопостачання з використанням енергії вітру й засобів її акумулювання та співставні дослідження техніко-економічних показників децентралізованого енергозабезпечення сільськогосподарського споживача в ринкових умовах.

Методи дослідження

Емпіричною базою дисертаційного дослідження слугують методичні та довідкові матеріали, статистичні дані.

Наукові результати дисертаційної роботи були отримані з використанням статистичного й техніко-економічного аналізу, методів економіко-математичного моделювання.

Новизна і практична значущість

Полягає в обґрунтуванні технічної реалізованості інноваційних автономних систем електропостачання з використанням конкурентних екологічно безпечних технологій акумулювання, які потребують помірного фінансування заходів з підтримання функціонування технологічної системи упродовж життєвого циклу. Такий шлях розв'язання проблеми дає змогу уникнути додаткових експлуатаційних витрат на утилізацією традиційних електрохімічних акумуляторів електричної енергії з обмеженим числом циклів акумулювання.

Варіантні розрахунки техніко-економічних показників виконано із застосуванням економіко-математичної моделі життєвого циклу.

Апробація результатів дисертації

Основні положення і висновки дисертаційної роботи доповідалися:

1. На V-ій міжнародній науково-технічній та навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS'18» м. Київ, 17-19 квітня 2018 р.
2. На X-ій науково-технічній конференції ІЕЕ «Енергетика. Екологія. Людина» м. Київ, 26-27 квітня 2018 р.
3. На I-ій науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ» м. Київ, 21-22 листопада 2018 р.

Публікації

За темою дисертації було опубліковано 3 роботи.

1. Костюк В.О., Тиндирика Ю.О. Комбінована система енергопостачання на основі вітроенергоустановки, оснащеної гідравлічним акумулятором. / В.О. Костюк, Ю.О. Тиндирика // Збірник матеріалів V міжнародної науково-технічної та навчально-методичної конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS'18». – Київ, 2018. – с. 26-27.
2. Костюк В.О., Тиндирика Ю.О. Техніко-економічні переваги комбінованої енергетичної установки з гідроакумуляційними пристроями. / В.О. Костюк, Ю.О. Тиндирика // Збірник наукових праць X науково-технічної

конференції ІЕЕ «Енергетика. Екологія. Людина» – Київ, 2018. – с. 54-57.

3. Тиндирика Ю.О. Вибір потужності ВЕУ для комбінованої системи електропостачання автономного об'єкта на основі статистичних даних швидкості вітру. / Ю.О. Тиндирика // Збірник матеріалів і тез конференції «І науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ» – Київ, 2018. – с. 52-56.

1 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ АВТОНОМНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВІДДАЛЕНИХ ОБ'ЄКТІВ СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА

1.1 Електропостачання автономних об'єктів сільського господарства

Сільськогосподарське виробництво має певні особливості постачання та споживання електроенергії.

В Україні ці особливості зумовлені дією таких факторів:

- специфічні умови навколишнього середовища;
- низька щільність електричних навантажень та розосередженість споживачів електричної енергії;
- малі питомі електричні навантаження із сезонним характером;
- зв'язок техніки з біологічними об'єктами;
- своєрідність історичного процесу розвитку систем електропостачання сільського господарства.

У період до 1953 р сільське господарство отримувало більшу частину електроенергії від автономних місцевих електростанцій. За цих умов в сільському господарстві широко використовувалися електростанції з паливними двигунами, малі гідроелектростанції, вітроенергетичні установки.

На вересневому (1953 р.) Пленумі Центрального комітету комуністичної партії Радянського Союзу, до якого входила УРСР, була оголошена нова політика по відношенню до села. Рішенням цього Пленуму заборонялося обмежувати приєднання сільських споживачів до державних електромереж [1].

Приєднання сільськогосподарських споживачів до центральної енергосистеми стало потужним стимулом для розвитку систем електропостачання сільського господарства країни. У всі наступні роки за значного зростання та споживання електроенергії сільським господарством неухильно зростала частка електроенергії, отриманої ним від зовнішніх енергосистем. Так якщо в 1953 році частка централізованого електропостачання сільськогосподарських споживачів становила 33%, в 1965 р – 69%, то в 1983 р більш ніж 99% [2]. Таким чином у 80-х роках автономні джерела

електроенергії становили невелику частку в електропостачанні сільськогосподарських споживачів.

В цей час у світі швидко розвиваються комп'ютерні системи зв'язку і оброблення інформації, автоматичні системи управління технологічними процесами і виробничими комплексами, які знайшли застосування і в сільському господарстві. Такі споживачі відносяться до першої категорії і вимагають більш надійного електропостачання

В агропромисловому комплексі водночас із підвищенням рівня індустріалізації виробництва сільськогосподарської продукції, збитки від перерв електропостачання і зниження якості параметрів електроенергії стрімко зростають. Аварії систем електропостачання, зміни якості електроенергії та пов'язані з ними порушення технології утримання тварин впливають на продуктивність сільськогосподарських підприємств. Таким чином, динаміка економічного розвитку галузі вимагає в даний час пошуку і розробки нових методів, поліпшення показників якості електропостачання сільськогосподарського виробництва. Одним з напрямків, що сприяють зростанню ефективності сільськогосподарського виробництва, є розроблення і впровадження систем безперервного електроживлення, основу яких становлять системи автономного електропостачання (САЕП), виконані з використанням як традиційних технологій, так і сучасних технологій відновлюваної енергетики (ТВЕ).

Крім того, в даний час існує велика кількість дрібних господарств, які приєднані до систем централізованого електропостачання, однак, стикаються з цілою низкою проблем пов'язаних з недотриманням постачальниками норм якості електроенергії [3]:

- відхилення та коливання напруги;
- провали напруги;
- несиметрія та несинусоїдність напруги;
- тимчасова перенапруга;
- відхилення частоти;

- аварійний стан електричних мереж;
- часті й довготривалі перерви в електропостачанні;

Ці та багато інших проблем змушують керівників господарств розглядати варіанти переходу на автономне електропостачання.

Таким чином, задача організації автономного електропостачання малих сільськогосподарських підприємств, які є значною мірою віддаленими від систем централізованого електропостачання, або таких, що мають серйозні проблеми з живленням від централізованої мережі, є актуальною. В даний час розроблено чимало варіантів практичної реалізації проектів подібних систем електропостачання.

Найбільш поширені варіанти САЕП сільськогосподарських споживачів можна класифікувати наступним чином (рисунок 1.1):

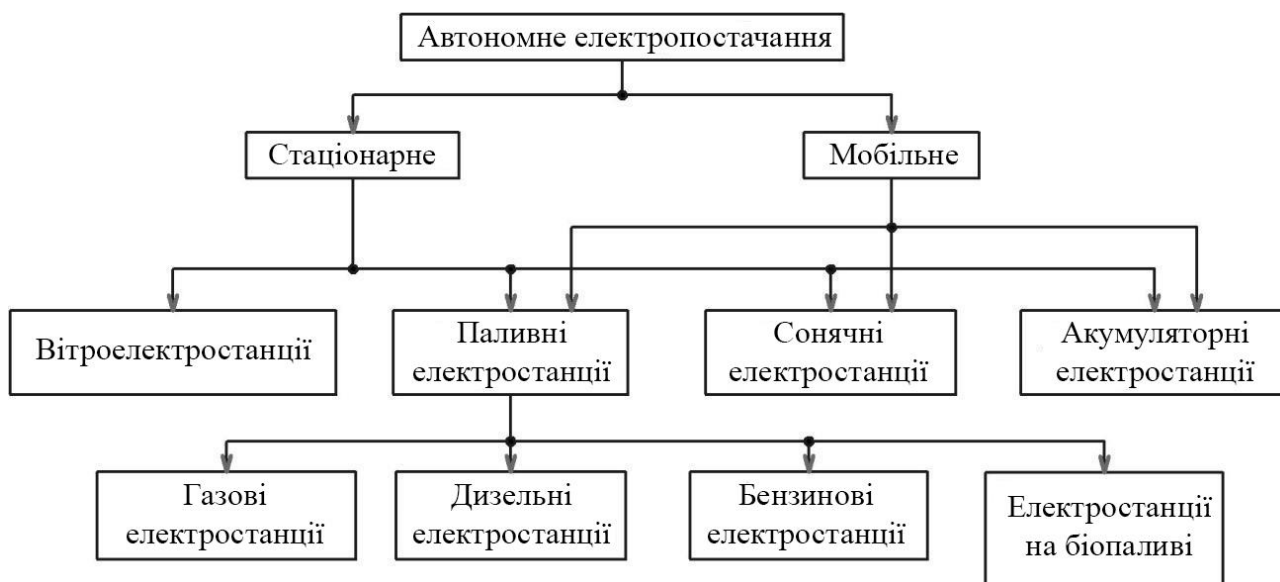


Рисунок 1.1 – Класифікація систем автономного електропостачання сільськогосподарських споживачів

Можливим також є комбіноване використання варіантів електропостачання, на основі представлених на рисунку 1.1. Зазвичай, в таких гібридних системах одне з джерел електроенергії є основним, а друге - резервним або дублюючим. Найбільш поширені такі типи комбінованих систем: вітроелектроустановки (ВЕУ) та сонячні фотоелектричні установки

(СФЕУ), оснащені дизельними генераторами а також ВЕУ та СФЕУ з акумуляторним резервом.

Останнім часом поширення набули компонувальні рішення САЕП з дублюючим джерелом з використанням акумуляторних електростанцій, що переважно зумовлюється екологічними перевагами подібних систем в порівнянні з вуглеводневим паливом.

Необхідність дублювання основного джерела енергії викликано тим, що численні сільськогосподарські об'єкти вимагають високого рівня надійності електропостачання, оскільки перерви постачання електроенергії таким об'єктам супроводжуються значними матеріальними збитками.

Разом з тим, ВЕУ та СФЕУ характеризуються волатильним характером процесу генерування електроенергії, зумовленим стохастичною природою первинної енергії сонця й вітру, відтак для підтримки необхідного рівня надійності електропостачання цими установками на основі ТВЕ їх бажано «резервувати». У разі ВЕУ це пов'язано з тим, що параметри вітру є найбільш мінливими метеорологічними факторами: швидкість і напрямок вітру динамічно змінюються в часі, а сонячні електростанції можуть виробляти електроенергію тільки в світлий час доби.

1.2 Системи автономного енергозабезпечення на основі двигунів внутрішнього згорання та використання біотехнологій

Найбільш поширеними джерелами автономного електропостачання є електростанції, що працюють на вуглеводневому паливі та містять в основі двигуни внутрішнього згорання (ДВЗ).

Визначальною ознакою, покладеною в основу класифікації паливних електростанцій, є тип використовуваного палива, тому переважно вирізняють: газові, бензинові та дизельні електростанції. Кожна з них має свої переваги і недоліки, на які і слід спиратися у процесі вибору базового варіанту електростанції для проекту автономної системи електропостачання.

Газові електростанції. Газові генератори працюють на стиснутому газі, який є дешевшим паливом, ніж бензин або дизель.

Принцип роботи газової електростанції полягає в подачі газу в установку, де відбувається його згоряння. Під дією тиску газоподібних продуктів згоряння у камері згоряння поршні ДВЗ урухомлюють колінчастий вал ДВЗ. Отримана механічна енергія передається до електричного генератора електромашинного типу через механічні компоненти трансмісії (варіатор, муфту зчеплення).

Газовий генератор може виробляти як електричну, так і теплову енергію. Існують тригенератори, котрі окрім вироблення електричної енергії, є генераторами холоду. Розрізняють автономні газові електростанції для тривалого режиму роботи, для аварійного та періодичного електропостачання.

У якості палива в ДВЗ газових генераторів можуть використовуватися: пропан бутан, природний газ, пропан і різні газові суміші.

В газових електростанціях також можуть використовуватися ДВЗ газотурбінного типу – тепловий двигун, в якому газ стискається та нагрівається, а потім енергія стислого і нагрітого газу перетворюється в механічну роботу на валу газової турбіни. В подібних генераторах не використовується механічна коробка передач.

Переваги автономних газових електростанцій:

- висока зносостійкість генератора. В результаті згоряння газу утворюються частинки, які є набагато легшими, ніж при згорянні інших речовин. В цьому випадку мастила на металевих поверхнях двигунах вистачає надовго та знос поршнів і циліндрів двигуна відбувається значно повільніше;
- коефіцієнт корисної дії (ККД) є набагато вищим, ніж у разі використання дизельних або бензинових електростанцій.
- дешевизна палива;
- вища екологічність установки, у порівнянні з дизельними та бензиновими генераторами;
- значна тривалість роботи без необхідності дозаправки.

Газовий генератор є більш екологічним, ніж будь-який інший тип електрогенератора. Під час згорання газу, в атмосферу виділяється набагато менше шкідливих речовин, ніж при згорянні рідкого палива.

Недоліки автономних газових електростанцій:

- складність встановлення та обслуговування обладнання;
- транспортування палива має здійснюватися спеціальним транспортом, цистерни якого розраховані на робочі тиски до 200 атмосфер;
- для перекачування газу потрібен спеціально навчений та кваліфікований персонал;
- у випадку під'єднання до газової розподільної мережі споживачу доводиться витратити значну кількість часу й коштів на отримання дозволу для таких дій.

Дизельні електростанції. Дизельна електростанція (ДЕС) – це стаціонарна або рухома енергетична установка, обладнана електричним генератором з приводом від ДВЗ дизельного типу. Основним елементом ДЕС є дизель-генератор, зібраний на жорсткій металевій рамі. Дизельний двигун і генератор, який перетворює механічну енергію двигуна в електричну, з'єднані між собою механічно, через коробку передач та жорстку муфту зчеплення, або багатоступінчасту передачу ремінного типу (варіатор).

Переваги автономних дизельних електростанцій:

- висока продуктивність;
- стаціонарна електростанція придатна для експлуатації в цілодобовому режимі; її робочий ресурс характеризується високими показниками;
- економічна витрата палива: попри те, що дизельне паливо не є дешевшим бензину, його енергетична щільність енергії гарантує ефективну витрату палива;
- тривалий період експлуатації: дизель-генераторні установки стаціонарного типу, поряд із високим робочим ресурсом, відрізняються простим технічним обслуговуванням, невибагливістю та надійністю;
- відносно високий ККД;

- дизельне паливо не є вибухонебезпечним й у звичайних умовах майже не горить.

Недоліки автономних дизельних електростанцій:

- високий рівень шуму;
- складність запуску дизельного двигуна за низьких температур атмосферного повітря;
- на відміну від бензинових, на неробочому ходу мають низький ККД (мінімально допустиме навантаження повинне складати не менше 40% від номінальної величини).

Бензинові електростанції. Принцип роботи бензинової електростанції подібний до такого у дизельної електростанції: двигун внутрішнього згоряння з'єднаний на одній осі з електрогенератором й закріплений на рамі. Комплектуються бензинові генератори, в основному, одноциліндровими і двоциліндровими 4-х тактними двигунами з верхнім розташуванням клапанів. Бензинові двигуни менш економічні ніж дизельні та мають менший моторесурс. Однак вартісні показники малих генерувальних установок на основі бензинових ДВЗ є значно нижчими, ніж на аналогічні дизельні моделі.

Переваги автономних бензинових електростанцій :

- компактність обладнання;
- невелика вага за високої потужності;
- проста експлуатація та технічне обслуговування;
- просте регулювання напруги;
- низький рівень шуму.

Недоліки автономних бензинових електростанцій:

- бензинова електростанція є неефективним методом перетворення енергетичного потенціалу палива (ККД становить всього 20-30%);
- бензиновий двигун має низький рівень крутного моменту. Цей фактор призводить до зниження ефективності використання потужності генератора;

- висока випаровуваність бензину призводить до того, що приміщення, де знаходиться бензинова електростанція, наповнюється випарами шкідливих для здоров'я хімічних сполук;

- непридатність електростанції до тривалих навантажень;

- ремонт бензинової електростанції досить дорогий;

- значний негативний вплив на екологію;

- більшість моделей виробляють однофазний струм. Для того, щоб отримати трифазну напругу використовуються двигуни великої потужності.

Загальним недоліком всіх перерахованих вище паливних електростанцій є неприйнятність їх використання за відсутності кваліфікованого обслуговуючого персоналу, крім того всі вони негативно впливають на навколишнє середовище, і до того ж, запаси палива, що використовується ними, схильні до виснаження.

Біопаливо – паливо з тваринної або рослинної сировини, з органічних промислових відходів або продуктів життєдіяльності організмів. Розрізняють тверде біопаливо (паливні гранули, дрова, брикети, тріска, солома, луска), рідке біопаливо (етанол, метанол, біомазут, біодизель), і газоподібне (синтез-газ, біогаз, водень).

Біомасу використовують в цілях вироблення енергії шляхом безпосереднього спалювання (солома, деревина), а також у переробленому вигляді газоподібних (біогаз з твердих побутових відходів, осаду стічних вод, відходів сільського господарства та рослинництва, продукти газифікації твердих палив) або рідких біопалив (ефіри ріпакової олії, спирти, рідкі продукти піролізу) (рисунок 1.2). Конверсія біопалива в кінцеву енергію (теплову або електричну) або інші види енергоносіїв відбувається хімічними, фізичними та біохімічними способами.



Рисунок 1.2 – Способи виробництва енергії з біомаси

Джерело: Г. Гелетука: «Підготовка та впровадження проектів заміщення природного газу біомасою при виробництві теплової енергії в Україні»

Україна володіє достатнім потенціалом біомаси, доступної для виробництва енергії – більше 27 млн. т у.п./рік за оцінками 2013 р. Наразі на енергетичні потреби в Україні використовується лише близько 10% загального потенціалу біомаси – 2,7 млн. т у.п./рік. Головним чином це деревна біомаса у вигляді дров, тріски, гранул/брикетів (загалом 86% всього річного обсягу використання біомаси), та лушпиння соняшника (8%) [4].

Переваги електростанцій на біопаливі:

- Використання місцевих ресурсів регіону в процесі виробництва енергії з біопалива, покращення розвитку місцевої економіки;
- біомаса є відновлюваним видом палива, тому не створює ризиків виснаження природних родовищ та відповідного підвищення цін на паливо;
- у порівнянні з іншими твердими видами палива, біомаса є екологічно чистим паливом;
- біомаса, як правило, є більш дешевим паливом, ніж інші види традиційних енергоресурсів у перерахунку на одиницю енергії.

Недоліки електростанцій з використанням біопалива:

- необхідні великі посівні площі, для вирощування біомаси;
- компостування може супроводжуватися неприємними запахами;
- біогазові установки вимагають кваліфікованого обслуговуючого персоналу;
- складнощі, пов'язані зі зберіганням і транспортуванням біогазу.

1.3 Когенераційні енергетичні установки на основі паливних елементів

У традиційних паливних електростанціях на основі ДВЗ хімічна енергія вуглеводневого палива перетворюється спочатку в теплову енергію горіння, далі в механічну енергію обертання валу, і вже потім в електричну за допомогою електромеханічного генератора. Сумарний коефіцієнт корисної дії таких систем не перевищує 35%. Підвищити використання енергії палива до 90-95% дозволяють системи утилізації теплової енергії, проте їх використання передбачає наявність потреби об'єкта електропостачання в тепловій енергії, а також наявність системи теплопостачання.

На відміну від двигунів внутрішнього згорання, що спалюють газ, вугілля, мазут, паливні елементи (ПЕ) не спалюють вуглеводневе паливо. Це означає відсутність гучних роторів високого тиску, шуму при вихлопі, вібрацій. Паливні елементи виробляють електрику шляхом безшумної електрохімічної реакції.

Іншою особливістю паливних елементів є те, що вони перетворюють хімічну енергію палива безпосередньо в теплову та електричну. Паливні елементи мають високу ефективність і не виробляють парникових газів, таких як вуглекислий газ, метан та оксид азоту. Єдиним продуктом викиду при роботі паливних елементів є вода у вигляді пари і невелика кількість вуглекислого газу, який взагалі не виділяється, якщо в якості палива використовується чистий водень [5].

Тому одним з перспективних напрямків розвитку автономних джерел енергії є паливні елементи. Паливний елемент – це джерело електроенергії, який перетворює хімічну енергію палива безпосередньо в електричну [6].

Основні типи паливних елементів представлені в таблиці 1.1 [7].

Таблиця 1.1 – Основні типи паливних елементів

Параметри	Типи паливних елементів				
Тип	ТППЕ	ЛПЕ	ФКПЕ	КРПЕ	ТОПЕ
Матеріал: <i>анода</i>	Pt/C, Pt-Ru/C	Pt/C, Pt-Co/C, Pt-Pd/C	Pt/C, Pt-Ru/C	Ni-Al, Ni-Cr	Ni, NiO
<i>катоду</i>	Pt/C	Ni (Pt)	Pt/C, Pt-WO ₃ /C	NiO, LiFeO ₂	LaSrMnO ₃
<i>електроліту</i>	Полімерна мембрана	KOH/NaOH на носію	H ₃ PO ₄ на носію	LiKCO ₃ , LiNaCO ₃ на носію	ZrO ₂ , CeO ₂ , Y ₂ O ₃
Діапазон оптимальних потужностей	0,01÷100кВт	~ 100кВт	~ 100кВт	≥ 1 МВт	≥ 1 МВт
Ресурс, год	до 2·10 ⁴	до 1·10 ⁴	до 5·10 ⁴	до 2·10 ⁴	до 6·10 ⁴

ТППЕ – твердополімерні ПЕ, ЛПЕ – лужні ПЕ, ФКПЕ – фосфорнокислотні ПЕ, КРПЕ – карбонатно-розчинні ПЕ, ТОПЕ – твердооксидні ПЕ.

Переваги електростанцій на паливних елементах:

- паливні елементи довговічні й рідко вимагають технічного обслуговування і ремонту;
- паливні елементи є більш ефективними в забезпеченні електроенергією малопотужних споживачів, ніж звичайні генератори;
- водень – найкраще джерело енергії для паливних елементів – нетоксичний;
- за умов дотримання правил експлуатації водневий паливний елемент виробляє невелику кількість забруднюючих атмосфери газів. Навіть якщо в якості палива використовуються більш звичні метан або пропан, рівень

забруднення навколишнього середовища все одно нижче, ніж при роботі з традиційним генератором на двигуні внутрішнього згоряння;

- діючі газопроводи можна використовувати для подачі метану на електростанції з паливними елементами, які застосовують цей газ;

- деякі види палива, які використовуються в паливних елементах, можна виробляти на невеликих місцевих підприємствах, зокрема біогаз, синтез-газ.

Недоліки електростанцій на паливних елементах:

- у деяких районах складно обслуговувати паливні елементи через нестачу запчастин або кваліфікованого персоналу;

- доставка і зберігання палива для водневих паливних елементів є головною технологічною перешкодою для широкого поширення малих електростанцій такого типу;

- питома енергія (енергоємність) водню в порівнянні з іншими видами палива є відносно низькою;

- водень є надзвичайно горючим і вибухонебезпечним;

- водневі паливні елементи досить дороги в експлуатації, в основному через вартість процесів, пов'язаних з виділенням водню з його природних форм.

Паливні елементи найбільш ефективно використовувати для когенераційних установок – одночасного вироблення електричної і теплової енергії. У разі їх використання тільки для вироблення лише електричної енергії, ККД зменшується [8]. На даному етапі господарювання, технології використання паливних елементів для генерації електричної та теплової енергії не є розвинутими в Україні [9].

1.4 Використання енергії Сонця та вітру в системах автономного електропостачання

Сонячні електростанції. Виділяють два типи сонячних електростанцій (СЕС): теплові сонячні електростанції та електростанції на основі фотоелектричних перетворювачів.

У геліотермоенергетиці використовуються термодинамічні перетворювачі. У них сонячна енергія трансформується спочатку в тепло, яке потім перетворюється в механічну енергію і далі – в електричну. Перетворення сонячної енергії в термодинамічних СЕС включає в себе чотири основні етапи. Концентратор сприймає сонячне випромінювання і фокусує його на приймачі, який поглинає сонячне світло, перетворює його в тепло, яке передається робочій рідині. Нагріта рідина надходить в систему перетворення енергії. Такі станції можуть використовуватися як для вироблення електроенергії, так і для теплопостачання.

Фотоелектроенергетика реалізує метод прямої трансформації сонячної енергії в електричну за допомогою фотоелектричних перетворювачів (ФЕП). Їх називають також фотоелектричними модулями, сонячними батареями, сонячними модулями.

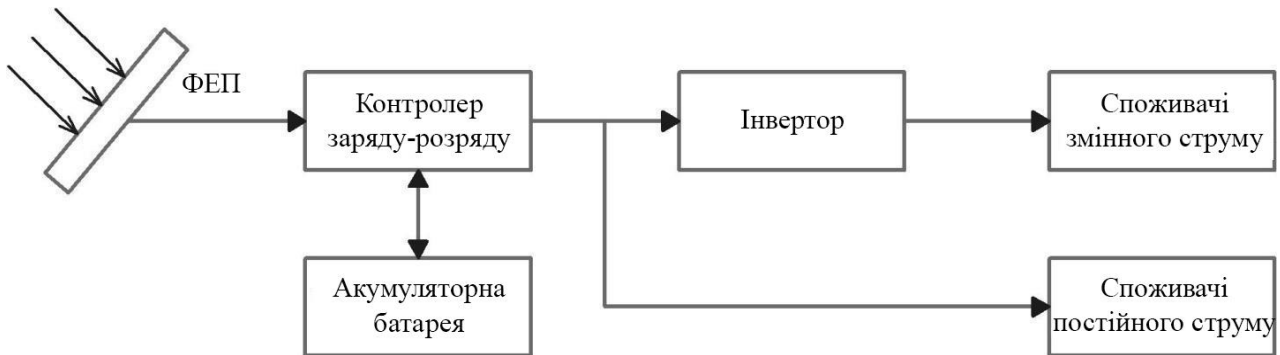
Фотоелектричні перетворювачі зазвичай комплектуються в модулі потужністю до декількох сотень ват, які можна об'єднувати в більші батареї. Їх використовують як для електропостачання окремих споживачів (автономні системи), так і в електричних мережах.

Найбільшого поширення набули ФЕП на основі кремнію. Вони поділяються на три види, залежно від структури кремнію: монокристалічні, полікристалічні та аморфні.

Сонячна електростанція з ФЕП в загальному випадку складається з наступних основних елементів (рисунок 1.3):

- ФЕП – здійснює перетворення енергії сонячного випромінювання в електричну енергію постійного струму;
- контролер циклу заряд-розряд акумуляторної батареї – вимикає акумуляторну батарею від навантаження в разі великої глибини розряду, а також вимикає ФЕП, якщо акумулятори заряджені. Контролює струм заряду й стежить за точкою максимальної потужності ФЕП в разі застосування контролера;

- акумуляторна батарея – здійснює накопичення електричної енергії й забезпечує живлення споживачів в моменти, коли надходження енергії з ФЕП



не відбувається або цієї енергії недостатньо;

- інвертор – використовується для перетворення постійного струму в змінний.

Рисунок 1.3 – Структурна схема автономної сонячної електростанції з акумуляторним резервом, що живить споживачів постійного і змінного струму

Потенціал використання енергії Сонця на території України є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання. Середньорічна кількість сумарної сонячної енергії на 1 км² території України, становить майже 1070 кВт·год у північній частині країни та 1400 кВт·год і вище у південних областях [10] (рисунок 1.4).

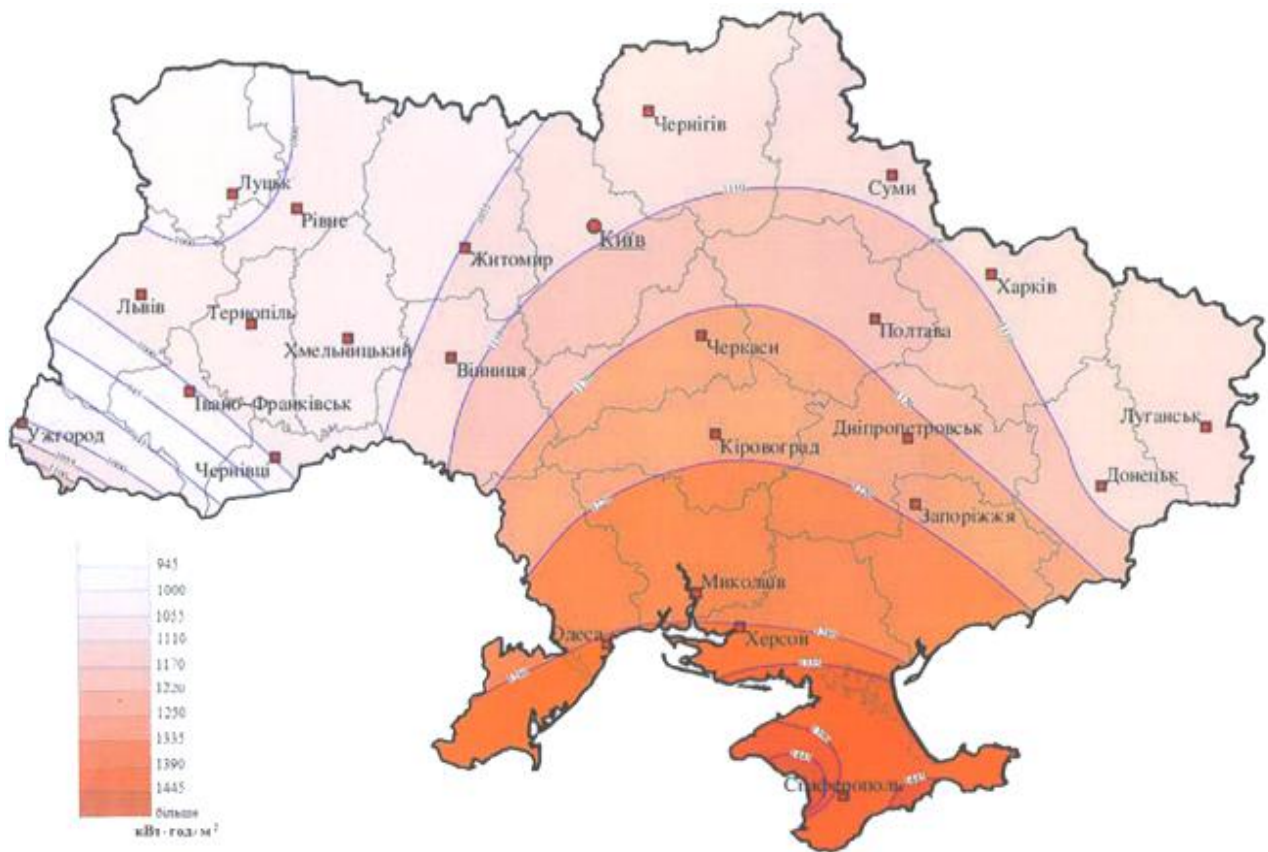
Переваги сонячних електростанцій:

- невичерпність джерела енергії;
- екологічність виробництва електроенергії;
- довготривалий термін експлуатації. Зношення батареї відбувається дуже повільно, адже тут немає рухомих частин, якщо не використовується в приводи, які повертають сонячні елементи в сторону джерела енергії. Проте, навіть з такою системою, сонячні панелі мають термін експлуатації до 25 років і навіть більше;

- можливість нарощування потужності та виробництва енергії;
- незалежність від палива.

Недоліки сонячних електростанцій:

- необхідність початкових великих інвестицій, які не потрібні при звичайному підключенні до центральної електромережі;
- низький рівень ККД;
- ефективність роботи залежить від погодних умов та клімату. Сонячні батареї втрачають свою ефективність під час похмурої погоди або в тумані. Також при низьких температурах, в зимовий час, ККД сонячних батарей знижується;



- необхідність періодичного очищення поверхні від пилу, бруду, снігу;
- необхідні великі площі для виробництва значного обсягу електроенергії;
- проблеми, пов'язані з утилізацією панелей, які відпрацювали свій ресурс.

Рисунок 1.4 – Розподіл питомої сонячної радіації протягом року

Джерело: сайт «Держенергоефективності»: <http://saee.gov.ua/uk/ae/sunenergy>

Основними напрямками підвищення ефективності сонячних електростанцій є: збільшення ефективності фотоелектричних перетворювачів та

вдосконалення системи периферійних пристроїв сонячної фотоелектричної установки.

Вітроелектростанції. Сучасні вітроелектроустановки – це складні автоматизовані електромеханічні комплекси перетворення енергії вітру в електроенергію. Основними елементами ВЕУ є ротор, генератор, коробка передач, башта, система регулювання режимами роботи.

Існують дві принципово різні конструкції вітроелектроустановок: з вертикальною та горизонтальною віссю обертання.

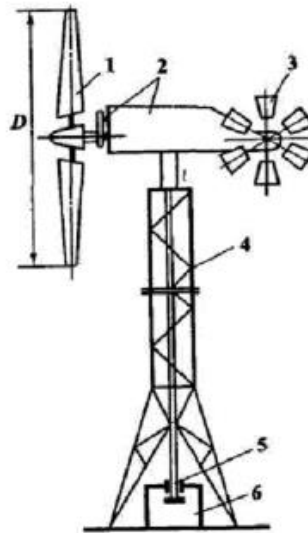
Горизонтальні ВЕУ середньої потужності та мегаватного класу мають швидкохідне вітроколесо зазвичай із 2 або 3 лопатями. Установки досягають максимуму потужності при значних обертах вітроколеса і тому їх використовують для приводу електрогенератора, для якого є необхідною висока частота обертання.

ВЕУ із більшою кількістю лопатей розвивають значну потужність при відносно слабкій швидкості вітру, і максимум потужності досягається при невеликих обертах колеса.

Конструктивну схему ВЕУ з горизонтальною віссю наведено на рисунку 1.5.

Основними елементами вітроенергетичної установки є лопаті, редуктор передачі крутного моменту до електрогенератора, електрогенератор і башта. Завдяки спеціальній конфігурації вітроколеса в потоках повітря виникають несиметричні сили, що створюють крутний момент.

Оскільки швидкість та напрямок вітру є стохастичними параметрами, вітроелектроустановки обладнують пристроями безпеки та контролю. До таких пристроїв відносять механізми нахилу лопатей відносно землі при критичній швидкості вітру, механізми розвертання осі обертання за вітром, систему автоматичного контролю потужності й аварійного відключення для установок великої потужності.



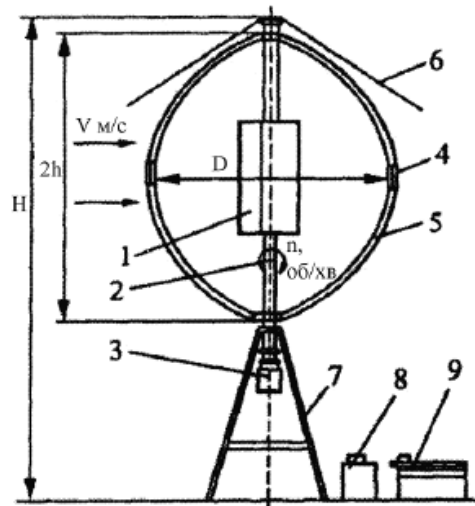
1 – робоча лопать, 2 – трансмісія, 3 – віндроза, 4 – вежа, 5 – вал відбору потужності, 6 – електрогенератор.

Рисунок 1.5 – Конструктивна схема ВЕУ з горизонтальною віссю обертання
Джерело: Соловей О.І. : «Нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії»

Вітроелектроустановки з вертикальною віссю обертання мають деякі переваги перед установками з горизонтальною віссю, що полягають насамперед у тому, що відсутня потреба у пристроях для орієнтації на вітер, спрощується конструкція та знижуються гіроскопічні навантаження, можливим є встановлення редуктора в основі вежі.

Одним із найбільш розповсюджених типів ВЕУ з вертикальною віссю обертання є ротор Дар'є. В установках такого типу обертальний момент утворюється підйомною силою, що виникає в лопатях, які мають аеродинамічний профіль. Ротор Дар'є розкручуватися самостійно не може, тому для його запуску використовується генератор, який працює в режимі двигуна, або стартер, який має назву ротора Савоніуса.

Конструктивну схему вітроустановки з ротором Дар'є зображено на рисунку 1.6.



1 – стартер (ротор Савоніуса), 2 – вал, 3 – електрогенератор, 4 – гальмівний пристрій, 5 – робоча лопать, 6 – розтяжки, 7 – рама, 8 – перетворювач напруги, 9 – акумулятор.

Рисунок 1.6 – Конструктивна схема ВЕУ з вертикальною віссю обертання

Джерело: Соловей О.І. : «Нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії»

ВЕУ поділяють на класи в залежності від потужності генератора (таблиця 1.2) [11].

Таблиця 1.2 – Класифікація вітроелектроустановок

Клас установки	Потужність, кВт	Діаметр колеса, м	Кількість лопатей	Призначення
Мала потужність	< 100	3-10	3-2	Зарядка накопичувачів, побутові потреби
Середня потужність	100-1000	25-44	3-2	Енергетика
Велика потужність	>1000	>45	2	Енергетика

На рисунку 1.7 наведено карту енергетичного потенціалу вітру на території України [13].

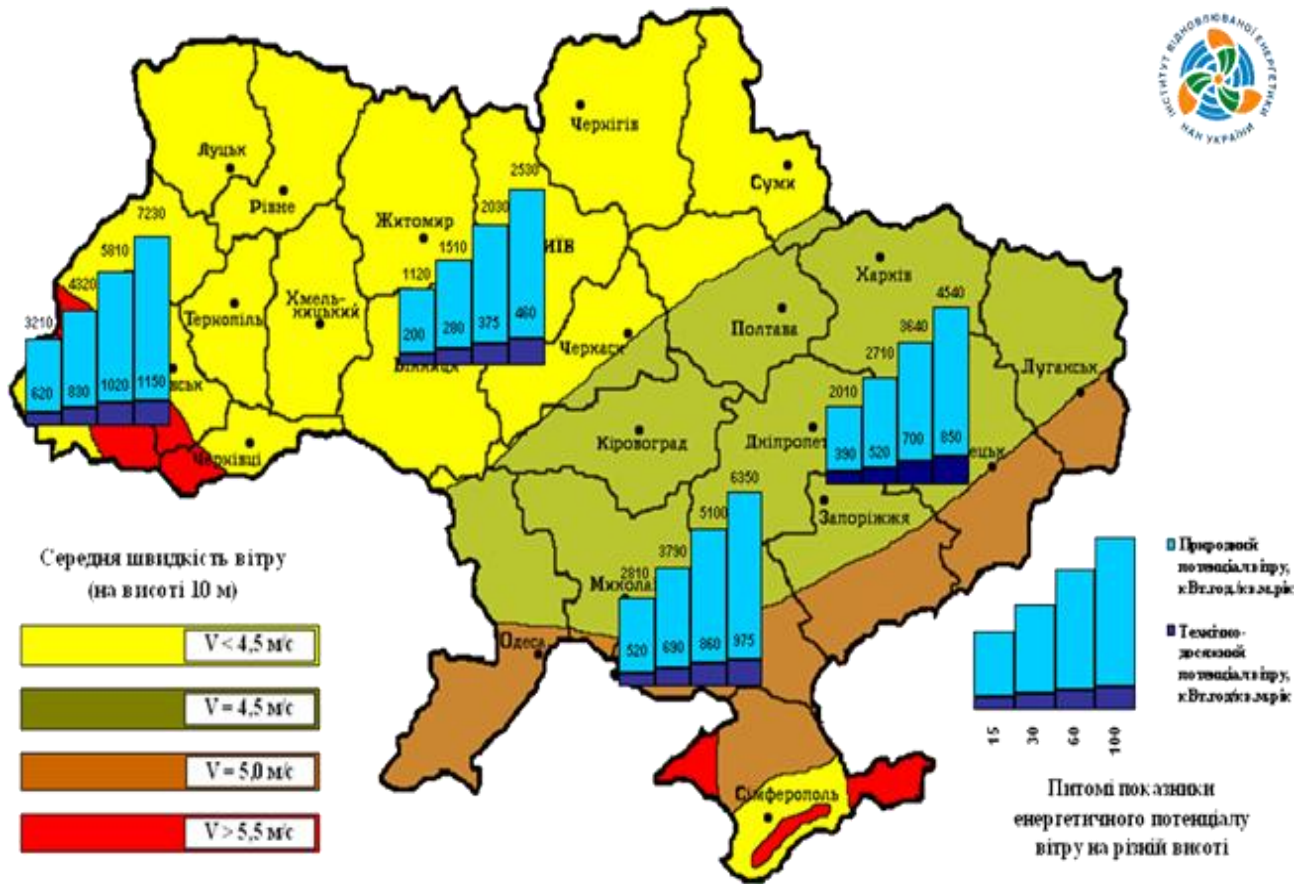


Рисунок 1.7 Енергетичний потенціал вітру

Джерело: «Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України»

Питомий енергетичний потенціал енергії вітру на території України залежно від середньорічної швидкості вітру й висоти вежі ВЕУ наведено в таблиці 1.3 [13].

Енергія вітру розподілена по території України нерівномірно. На півдні країни потенціал значно вищий, ніж на півночі.

Площа територій, де експлуатація об'єктів вітроенергетики є доцільним, оцінюється у 8-9 тис км². На цих територіях при використанні 20-30% площ і при щільності будівництва вітроелектростанцій (ВЕС) 5-8 МВт/км² можна спорудити ВЕС потужністю 8-24 тис МВт і генерувати 16-48 млрд кВт·год електроенергії на рік [14].

Таблиця 1.3 – Питомий енергетичний потенціал вітрової енергії в Україні

Середньорічна швидкість вітру, V_{cp} , м/с	Висота, м	Природний потенціал вітру за рік кВт·год/м ²	Технічно досягнений потенціал вітру за рік кВт·год/м ²
< 4,25	15	1120	200
	30	1510	280
	60	2030	375
	100	2530	460
4,5	15	2010	390
	30	2710	520
	60	3640	700
	100	4510	850
5	15	2810	520
	30	3790	690
	60	5100	860
	100	6350	975
5,5	15	3200	620
	30	4320	830
	60	5810	1020
	100	7230	1150

Незважаючи на те, що ВЕУ набули значного поширення та виробляються зараз масово, будівництво сучасної вітрової електростанції вимагає значних коштів. Проте, вартість її експлуатації є невеликою. Вітроенергетика відповідає всім умовам, необхідним для віднесення її до екологічно чистих способів виробництва енергії.

Переваги вітроелектроустановок:

- екологічне вироблення електроенергії;
- невичерпність джерела енергії;
- відносно невелика площа установки;

- просте обслуговування та низькі експлуатаційні витрати.

Недоліки вітроелектроустановок:

- стохастична природа швидкості вітру;
- великі початкові інвестиції;
- ВЕУ є джерелом аеродинамічного шуму.

Основним недоліком вітроенергетики є стохастична природа швидкості вітру. Цей недолік особливо проявляється при використанні вітроенергетичних установок в САЕП.

1.5 Використання акумуляторного резерву в системах автономного електропостачання

Основними недоліками ТВЕ є мала щільність енергетичного потоку (питома потужність на одиницю площі) та стохастичність процесу генерації електроенергії більшістю видів ТВЕ. Перша обставина змушує створювати великі площі енергоустановок (приймальні поверхні сонячних установок, площа вітроколеса). Через другу обставину точне прогнозування кількості виробленої електроенергії є неможливим і тому виникає необхідність резервувати електростанції за допомогою інших джерел, або акумуляторів (рисунок 1.8).

Удосконалення автономних вітроелектростанцій відбувається у декількох напрямках. Одним із напрямків досліджень є покращення технічних характеристик вітроустановок з метою підвищення коефіцієнта використання вітру.

Однак у сучасних вітроустановках коефіцієнт використання вітру складає 0,45 - 0,48, а враховуючи те, що максимально можливий коефіцієнт не може перевищувати 0,51, значних успіхів в цьому напрямку очікувати не варто.

Другим напрямком є оптимальне формування САЕП з урахуванням споживача електроенергії. Однак при цьому залишається проблема акумулювання енергії, обумовлена стохастичною природою вітру.

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання автономні системи доводиться комплектувати акумуляторними батареями великої енергоємності, при якій їх маса наближається до економічно критичного значення.

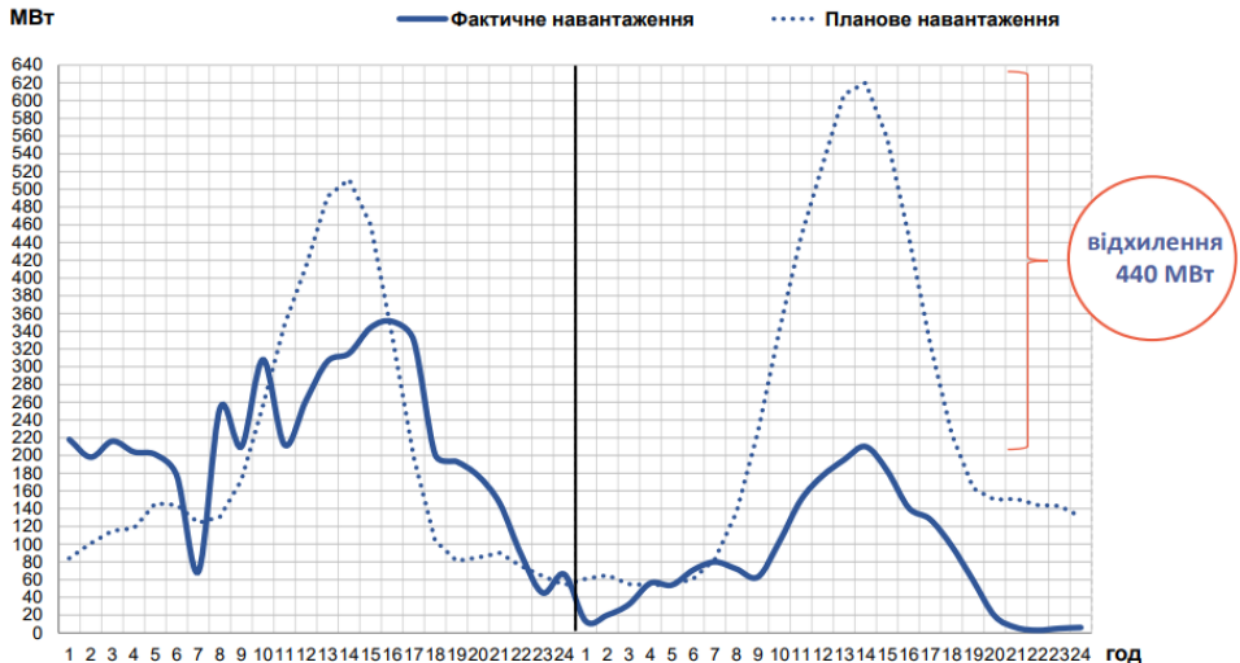


Рисунок 1.8 – Точність прогнозування виробництва електроенергії ВЕС та СЕС

Джерело: сайт НЕК «Укренерго»: <https://ua.energy>

Спосіб резервування вітроелектростанції - це одне з основних питань, які необхідно вирішити при виборі структурної схеми САЕП. Основними є два способи резервування: акумуляторне резервування і використання інших джерел електроенергії в якості резерву.

Однак, використання паливних електростанцій, таких як дизельні та бензинові електростанції, призводить до того, що САЕП перестає бути екологічно чистою, до того ж виникає цілий ряд проблем, пов'язаних з недоліками таких джерел.

Застосування сонячних електростанцій в якості резерву теж має істотні недоліки, які в основному пов'язані з високою вартістю обладнання, що входить до складу таких електростанцій. Крім того, нерегулярне надходження сонячної енергії, як і некерованість та нерегулярність вітру, створює ризик припинення

вироблення електроенергії обома джерелами одночасно, що знову змушує резервувати систему електропостачання іншим способом.

В акумуляторному резервуванні в переважній більшості випадків використовуються електрохімічні акумулятори, які є компактними і мають високий ККД.

Недоліками, такого резервування є: висока вартість електрохімічних акумуляторів і обмежена кількість циклів заряд-розряд [15].

Таким чином, вдосконалення акумуляторних систем дозволило б значно підвищити ефективність автономних систем електропостачання на основі вітроустановок.

У зв'язку з цим розробляються перспективні акумуляторні системи, які не потребують значних коштів на акумуляування енергії.

Висновки до розділу

Особливістю автономних систем електропостачання з використанням силових агрегатів на основі ТВЕ, зокрема енергії вітру, є стохастичний характер їх функціонування, що призводить до слабкої керованості надходження електроенергії від таких генерувальних установок, а також нерівномірність графіка споживання електроенергії споживачами в агропромисловому секторі. У зв'язку з цим, для забезпечення надійності електропостачання, виникає необхідність застосування акумулявальних пристроїв у подібних системах.

Сучасні електрохімічні акумулятори для САЕП на основі ВЕУ мають низку експлуатаційних недоліків, зумовлених високою початковою та експлуатаційною вартістю, недостатньою тривалістю життєвого циклу (обмеженим є термін експлуатації, який також залежить від дотримання технічних умов експлуатації), необхідністю оснащення власною системою керування тощо. В умовах сільського господарства такі вимоги до акумулявальних пристроїв найчастіше стають критичними. Водночас, існують інші типи акумуляторів енергії, застосування яких уможливило б знизити частку

електрохімічних акумуляторів без зниження надійності електропостачання, зокрема застосування акумуляторів енергії в обох формах – кінетичної та потенціальної енергії. Відтак, інженерні дослідження цих проблемних питань є актуальними і мають науково-практичне спрямування.

2 ТЕОРЕТИКО-ПРАКТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ АКУМУЛЯТОРІВ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НА ОСНОВІ ВІТРОЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ

2.1 Техніко-економічні показники технологічних елементів систем накопичення енергії

При збільшенні частки ТВЕ, зокрема вітроелектростанцій, в енергосистемі та у системах автономного енергозабезпечення, роль акумулювальних систем для забезпечення надійного та якісного енергопостачання суттєво збільшується і, в залежності від періоду акумулювання, дозволяє вирішити ряд завдань:

- перерозподіл енергії ТВЕ в часі;
- концентрація енергії – акумулювання протягом тривалого періоду часу та видача за короткий піковий період;
- стеження за навантаженням, що змінюється динамічно;
- згладжування графіка вироблення енергії ВЕС;
- забезпечення безперебійного живлення.

На сьогоднішній день існує досить багато систем, що накопичують енергію у вигляді електрохімічної, теплової, механічної, хімічної або електричної енергії. На рисунку 2.1 [16, 17] подано класифікацію типів



акумулювальних систем (АС) за типами енергії, що зберігається.

Рисунок 2.1 –Типи систем акумуляції енергії

Більшість з них передбачає акумулювання електричної енергії. Основними параметрами таких АС є енергоємність, потужність, ККД, час відгуку, кількість циклів «заряд-розряд», вартість. При цьому кожна з АС має свої переваги й недоліки, що визначають ефективність для тієї чи іншої системи енергопостачання.

Функції накопичувачів електричної енергії розподіляються в залежності від їх енергоємності [18]:

- накопичувачі енергоємністю 1-30 кВт·год для підтримки локальної напруги на підстанціях при зміні навантаження, а також при короткочасних аварійних перервах в електропостачанні споживачів внаслідок раптових вимкнень або короткочасного зниження напруги;
- накопичувачі енергоємністю 30 - 300 кВт·год для підвищення статичної та динамічної стійкості енергосистем;
- накопичувачі енергоємністю 300 кВт·год - 5 МВт·год для забезпечення безперебійного енергопостачання;
- накопичувачі енергоємністю 5-100 МВт·год для забезпечення резервної потужності, акумулювання енергії ТВЕ;
- накопичувачі енергоємністю понад 100 МВт·год для покриття піків навантаження в енергосистемі, регулювання навантаження та створення розосереджених енергосистем.

Параметри систем акумуляції енергії наведені в додатку 1 [19].

На рисунку 2.2 [20, 21] наведено класифікацію сучасних систем акумуляції електричної енергії за потужністю та енергоємністю. При цьому розглядалися проекти АС на основі:

- електрохімічних акумуляторних батарей (АКБ);
- потокових акумуляторних батарей (ПАБ);
- супермаховиків (СМ);
- суперконденсаторів (СК);

- надпровідникових індуктивних накопичувачів енергії (НПІНЕ);
- повітряно-акумулявальних електростанцій (ПАЕС);
- гідроакумулявальних електростанцій (ГАЕС).

Енергія вітру є найбільш непрогнозованою в порівнянні з усіма іншими видами ТВЕ. Для однієї мегаватної турбіни мінімальна енергоємність акумулявання для згладжування генерації та мікрорегулювання становить 5-10 кВт·год/МВт (10 хв), 50 кВт·год (30 хв), потужність АС 400 кВт/МВт.

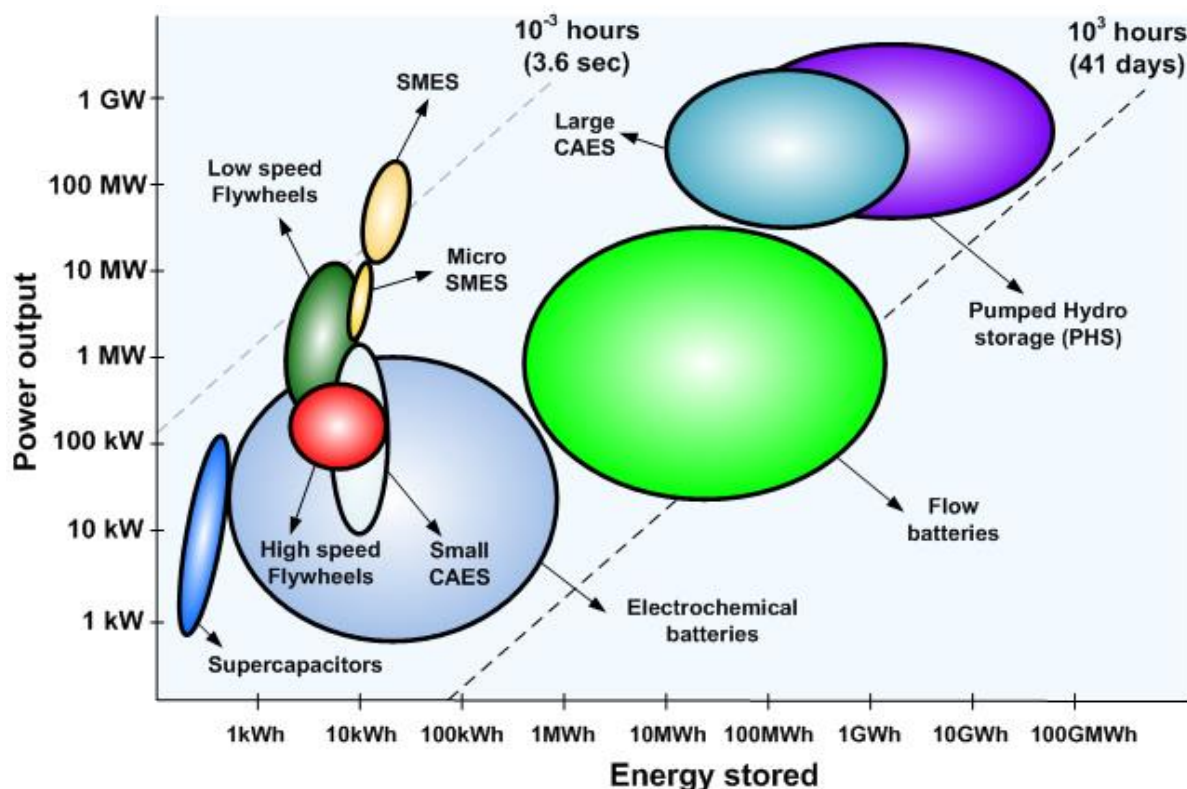


Рисунок 2.2 – Класифікація сучасних типів АС

Джерело: J. I. San Martín: «Energy Storage Technologies for Electric Applications»

Системи на основі СМ, СК, НПІНЕ і ПАБ є оптимальними при такій потужності та короткочасному акумуляванні енергії. Зазначені системи акумулявання характеризуються тим, що період реагування в них менше, ніж частотний цикл в мережі (менше 5 мс) і вони можуть використовуватися для згладжування генерації ТВЕ і регулювання частоти мережі. Незважаючи на те, що НПІНЕ, супермаховики й суперконденсатори мають високі технічні

характеристики, їх вартість та значна відмінність від мережевих енергетичних стандартів стримують використання подібних систем.

Для середньострокового регулювання і перерозподілу навантаження мінімальні вимоги в акумулюванні становлять кілька МВт·год/МВт. Таким чином, для великої ВЕС з десятками і сотнями МВт встановленої потужності короткострокова компенсація ВЕС потребує енергоемності акумулювання від декількох МВт·год і вище, а для середньострокового і довгострокового регулювання – від декількох сотень МВт·год до декількох тисяч МВт·год. Для цього в даний час застосовується гідравлічне акумулювання енергії за допомогою ГАЕС і ГЕС. Крім того, середньострокове і довгострокове акумулювання енергії великої ВЕС (кілька годин, добу) може здійснюватися ПАЕС. З електрохімічних систем з метою акумулювання великих обсягів енергії можна використовувати сірчано-натрієві акумулятори та потокові батареї.

Для забезпечення електропостачання малопотужних споживачів в автономних системах широко використовуються електрохімічні акумуляторні батареї. До переваг подібних систем відносять високу маневреність та модульний характер установок, надійність, низький негативний вплив на екологію (безшумність, відсутність потреби у технічній воді тощо) за правильної утилізації [22].

2.2. Електрохімічні акумуляторні батареї

Свинцево-кислотні акумуляторні батареї. Свинцево-кислотні акумулятори є одним з найпоширеніших типів АКБ. Кислотні акумулятори – вторинні джерела електричної енергії. Енергія виробляється за рахунок реакцій відновлення та окислення між матеріалом електродів й електролітом. В якості електроліту використовують водний розчин сірчаної кислоти. Розрізняють свинцево-кислотні АКБ з рідким електролітом, гелеподібним електролітом (GEL) та AGM-батареї. Свинцево-кислотні АКБ типів AGM та GEL є

зручнішими та надійнішими в експлуатації через відсутність рідкого електроліту між свинцевими пластинами [23].

Переваги свинцево-кислотних АКБ:

- невисока вартість;
- поширеність та доступність;
- відсутність ефекту пам'яті;
- велика кількість готових рішень.

Недоліки свинцево-кислотних АКБ:

- використання токсичних речовин;
- чутливість до низьких температур;
- порівняно невеликий ресурс в режимі глибоких циклів розряд-заряд;
- чутливість до повного розряду;
- неможливість зберігання в розрядженому стані;
- значний саморозряд;
- додаткові вимоги до перевезення та встановлення АКБ з рідким електролітом.

У таблиці 2.1 наведено параметри свинцево-кислотних АКБ різних виробників та моделей.

Таблиця 2.1 – Параметри свинцево-кислотних АКБ

Найменування	Напруга, В	Ємність, А·год	Ресурс роботи, циклів	ДхШхВ, мм; маса, кг	Вартість, грн
Delta DTM 12150 L	12	150	250	482x170x240, 47	9400
Trojan IND29-4V	4	1448	1600	688x263x605, 211	69500
Trojan IND9-6V	6	414	1600	389x260x598, 100	36000
Leoch DJM 12200	12	200	300	522x240x218, 61	11000

Challenger G12-200	12	183	700	522x240x219, 60	15300
Ventura VG12-250	12	250	350	526x268x241, 73	13000

Недоліком використання у складі автономних систем електропостачання свинцево-кислотних АКБ є їх токсичність (через застосування в конструкції кислот та важких металів). Це призводить до виникнення ускладнень у процесі їх утилізації та вносить певні ризики у процес експлуатації (через можливі механічні пошкодження під час роботи). Додаткову небезпеку в цьому типі батарей становить наростання тиску всередині корпусу, що може призвести до порушення його цілісності. Тому більшість сучасних моделей обладнані спеціальними клапанами для скидання надлишкового тиску.

Проте, як показав аналіз рішень, наявних на ринку України та провідних європейських країн, саме цей тип акумуляторів домінує в побутовому сегменті готових систем. Така ситуація спричинена поширеністю, доступністю, відносно невисокою вартістю свинцево-кислотних акумуляторів при достатньо довгому терміні експлуатації.

Сьогодні свинцево-кислотні акумулятори застосовують в основному там, де потрібна велика потужність при низькій вартості пристроїв, а їх вага й габаритні характеристики несуттєві (наприклад, в блоках безперебійного живлення, охоронних системах, системах резервного освітлення).

Нікель-кадмієві АКБ. Нікель-кадмієві акумулятори (Ni-Cd) на даний момент досить широко використовуються в народному господарстві, незважаючи на те, що їх виробництво та застосування обмежується з міркувань охорони навколишнього середовища (кадмій є отруйною речовиною). Але повністю відмовитися від них не є можливим, оскільки ці акумуляторні батареї використовують в пристроях, де експлуатація інших типів АКБ є ускладненою. Зокрема це експлуатація з розрядними і зарядними струмами великої величини. Нікель-кадмієві акумулятори застосовують в технічних пристроях, для роботи яких є необхідним великий струм. В таких умовах нікель-кадмієві акумулятори

видають стабільну потужність й не перегріваються, на відміну від інших типів АКБ. В основу роботи цього типу акумуляторів покладена електрохімічна реакція гідроксиду нікелю, кадмію та води.

Переваги нікель-кадмієвих АКБ:

- невисока вартість;
- зберігання ємності за низьких температур;
- велика кількість циклів повного заряду-розряду;
- тривалий термін зберігання незалежно від стану заряду;
- швидкий та простий спосіб заряду;
- можливість зберігання в розрядженому стані.
- пожежо- й вибухобезпечність, стійкість до механічних навантажень;

Недоліки нікель-кадмієвих АКБ:

- наявність ефекту пам'яті;
- відносно значний саморозряд під час довгого зберігання;
- висока токсичність кадмію;
- необхідність спеціальної утилізації.

Номінальна напруга елемента становить 1,2 В. Через це потрібно з'єднувати певну кількість елементів для отримання бажаної напруги, що у свою чергу підвищує вартість системи [24].

Приклади деяких зразків цього типу АКБ та їх параметрів наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Порівняння нікель-кадмієвих АКБ

Найменування	Напруга, В	Ємність, А·год	Ресурс роботи, циклів	ДхШхВ, мм; маса, кг	Вартість, грн
EverExceed EBH500	1,2	500	1800	184x398x562, 53	20000
EverExceed EBL400	1,2	400	1800	152x170x385, 17.5	15400
Hengming	1,2	250	1200	282x170x348,	7000

GNZ250				21.8	
--------	--	--	--	------	--

Літій-іонні АКБ. В літєвих АКБ в якості анода використовують металевий літій що є хімічно активним металом з великим електрохімічним потенціалом, що забезпечує найвищу щільність енергії. Завдяки цьому теоретична питома ємність у акумуляторних батареях на основі літію максимальна, а джерела струму на основі літію мають високу розрядну напругу.

Однак хімічна активність літію ускладнює технологічні процеси виготовлення й вимагає герметичності джерела струму, що впливає на собівартість акумуляторних батарей.

Тривалий час не вдавалося виготовити літій-іонні акумулятори для комерційного використання, оскільки виробники не могли забезпечити належного рівня безпеки при експлуатації. Якщо температура всередині акумулятора досягне температури плавлення літію, то в результаті хімічної взаємодії літію з електролітом може статися вибух.

Через нестабільність металевого літію, особливо в процесі заряду, дослідження були спрямовані на створення акумулятора без застосування літію, але з використанням його іонів. Хоча літій-іонні акумулятори забезпечують трохи меншу енергетичну щільність, ніж літєві акумулятори, проте літій-іонні батареї безпечні за правильних режимів заряду й розряду [25].

Переваги літій-іонних АКБ:

- значна кількість циклів заряд-розряд;
- відсутність ефекту пам'яті;
- незначний саморозряд;
- легка вага;
- висока енергетична ємність.

Недоліки літій-іонних АКБ:

- значна вартість;

- складність заряду за низьких температур;
- вибухонебезпечність при пошкодженні корпусу, проколі або іншому порушенні герметичності;
- літій-іонні АКБ втрачають ємність з часом, навіть якщо не використовуються.

У таблиці 2.3 наведено параметри деяких моделей літій-іонних акумуляторів.

Таблиця 2.3– Порівняння літій-іонних АКБ

Найменування	Напруга, В	Ємність, А·год	Ресурс роботи, циклів	ДхШхВ, мм; маса, кг	Вартість, грн
Sony Module PJ1001M	51,2	22	6000	421x432x80, 17	39000
Powerbrick 12v 100ah	12,8	100	3000	260x168x212, 14	50000
LG RESU 3.3	48	63	6000	452x401x120, 31	115000

Параметри для співставлення АКБ. Для порівняння різних типів АКБ застосовують показник питомої вартості. Значення цього параметра розраховується за формулою:

$$c = \frac{C^{CAP}}{E_{AKB}} \quad (2.1)$$

де C^{CAP} – вартість АКБ, грн; E_{AKB} – електрична ємність, Вт·год.

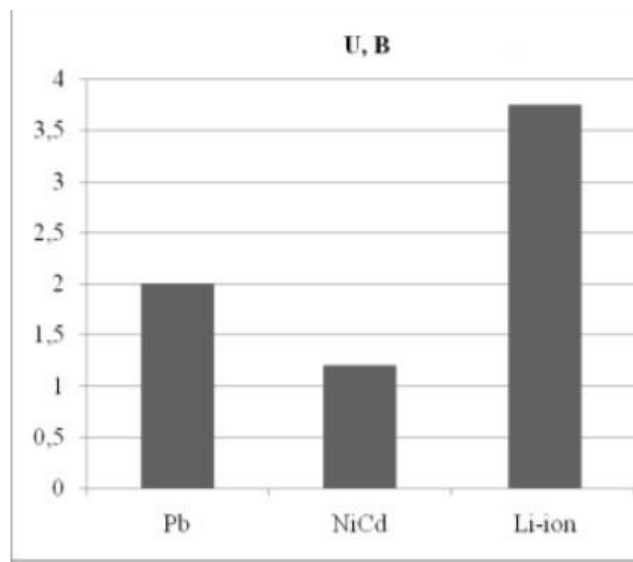
Результати розрахунків цього параметра наведено в таблиці 2.4. Як видно з наведених значень, найбільша вартість однієї ват-години у моделей літій-іонних та нікель-кадмієвих акумуляторів. Проте ці моделі мають певні додаткові особливості (система BMS, можливість з'єднання в єдину збірку, наявність інтерфейсів RS-232/CAN, контролер заряду та ін.). Найменш дорогими з розглянутих акумуляторів є свинцево-кислотні. Це є наслідком

широкої номенклатури, поширеністю та відносно нижчою технологічною складністю виготовлення.

Таблиця 2.4– Розрахункові значення показників

Акумулятор	Тип	c , грн/Вт·год	Об'ємна ємність (Вт·год)/см ³	V , см ³
Delta DTM 12150 L	LA	5,22	0,0915	19666
Trojan IND29-4V	LA	12	0,0529	109471
Trojan IND9-6V	LA	14,5	0,041	60482
Leoch DJM 12200	LA	4,58	0,088	27311
Challenger G12-200	LA	6,9	0,08	27436
Ventura VG12-250	LA	4,33	0,088	33973
EverExeed EBH500	NiCd	33,33	0,0146	41156
EverExeed EBL400	NiCd	32,1	0,0483	9948
Hengming GNZ250	NiCd	23,33	0,018	16683
Sony Module IJ1001M	Li-ion	34,6	0,0774	14550
Powerbrick 12v 100ah	Li-ion	39	0,911	1405
LG RESU 3.3	Li-ion	38	0,138	21931

Одним із параметром для порівняння акумуляторів різних типів є



номінальна напруга однієї комірки. Порівняльна діаграма цього параметру наведена на рисунку 2.3 [26].

Рисунок 2.3 – Номінальні напруги однієї комірки

Як видно з рисунка 2.3, найбільшу напругу однієї комірки мають літій-іонні акумулятори. Це дозволяє використовувати меншу кількість комірок для одержання тієї ж вихідної напруги елемента.

Як додатковий параметр для порівняння АКБ різних типів розглядають об'ємну ємність – відношення ємності АКБ до її об'єму. Результати розрахунків даного параметру наведені в таблиці 2.4.

Загалом, останній показник не є вирішальним під час вибору акумулятора, оскільки маса та габарити для стаціонарних систем не є настільки значущими.

Також важливим критерієм під час вибору АКБ є її ресурс. Стійкість акумуляторів до роботи в режимі розряд-заряд різниться. Так, свинцево-кислотні АКБ більш чутливі до глибоких розрядів та менш стійкі до роботи в режимі розряд-заряд при глибині розряду більше 20 %. Інші з розглянутих типів акумуляторів більш стійкі до такого режиму роботи.

З-поміж розглянутих моделей найбільшу кількість циклів заряд-розряд мають літій-іонні АКБ. Термін експлуатації за невеликої глибини розряду літій-іонних батарей сягає 10–15 років, тоді як свинцево-кислотні акумулятори мають цей показник на рівні 12 років. Як видно з наведених показників, свинцево-кислотні акумулятори не надто відстають від більш сучасних та екологічних типів АКБ. А використання типів AGM та GEL дозволяє позбавитись від суттєвих труднощів в експлуатації, що були характерні для моделей з рідким електролітом.

Проаналізувавши наведені вище фактори, можна дійти висновку, що через найменшу питому вартість, задовільну напругу однієї комірки, середній термін експлуатації, порівняно з іншими типами АКБ, оптимальним варіантом для застосування в САЕП є свинцево-кислотні АКБ. Додатковою перевагою

цього типу акумуляторів є широка доступність та значний асортимент різноманітних моделей. Такі ж недоліки, як низька екологічність та необхідність регламентного обслуговування, або подолані в сучасних моделях, або є не суттєвими, враховуючи інші переваги. Перспективним також бачиться застосування у складі автономних систем електроживлення літієвих АКБ, проте їх широке застосування стримується високою вартістю. Саме через це свинцево-кислотні АКБ є найбільш поширеним типом акумуляторів в наявних на світовому ринку готових рішеннях для автономних електростанцій побутового рівня.

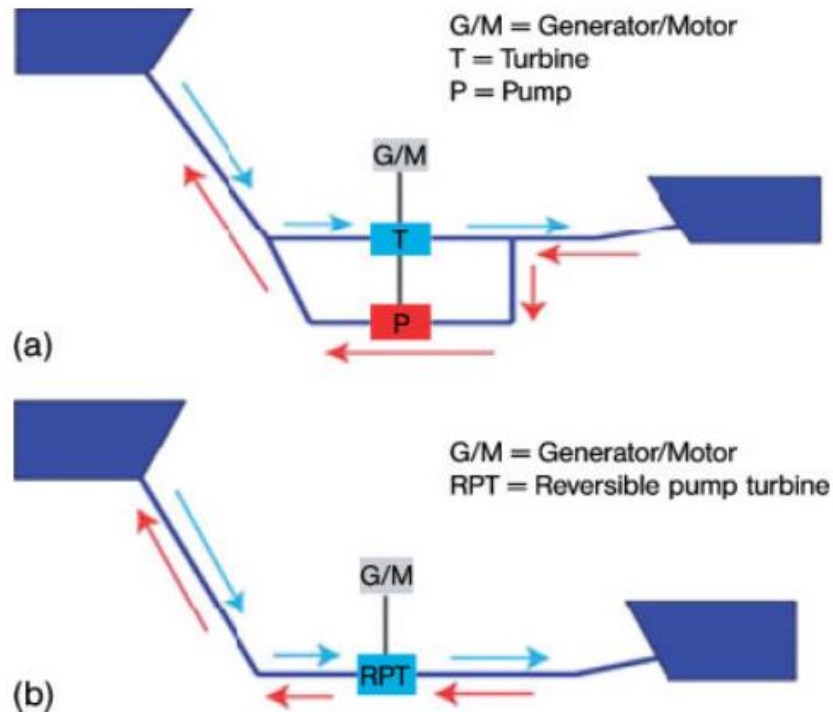
2.3 Технології гідравлічного акумулювання електроенергії

Надлишок електроенергії, що виробляється електростанціями енергосистеми (в основному в нічні години доби), використовують в ГАЕС для перекачування гідроагрегатами води з нижнього у верхнє водоймище. У періоди піків навантаження вода з верхнього резервуару по трубопроводу підводиться до гідроагрегатів ГАЕС, що працюють в турбінному режимі; вироблена при цьому електроенергія віддається в мережу енергосистеми, а вода накопичується в нижньому водоймищі. Обсяг накопиченої енергії визначається робочим напором ГАЕС та ємністю водойм. Верхній басейн ГАЕС може бути штучним або природним (наприклад, озеро); в якості нижнього басейну нерідко використовують водойму, що утворилася внаслідок перекриття річки греблею. Гідроагрегати ГАЕС в залежності від висоти напору та витрати води обладнуються діагональними, поворотно-лопатевиими, ковшовими, радіально-осьовими гідротурбінами. Необхідний час для запуску та зміни режимів роботи ГАЕС вимірюється хвилинами, що забезпечує високу експлуатаційну маневреність таких електростанцій.

На сьогоднішній день гідравлічне акумулювання є найбільш ефективним й економічним методом накопичення великих обсягів енергії та забезпечує 99% загальносвітової акумуляції енергії [27].

Принцип роботи ГАЕС показаний на рисунку 2.4 [28].

Основною функцією ГАЕС є забезпечення ефективної роботи потужностей базового навантаження шляхом генерації електроенергії в період пікового попиту та акумулювання протягом годин з низьким попитом, на додаток до надання допоміжних послуг, таких як стабілізація частоти та напруги в мережі [28].



а – режим генерації, б – режим закачування

Рисунок 2.4 – Схема роботи ГАЕС

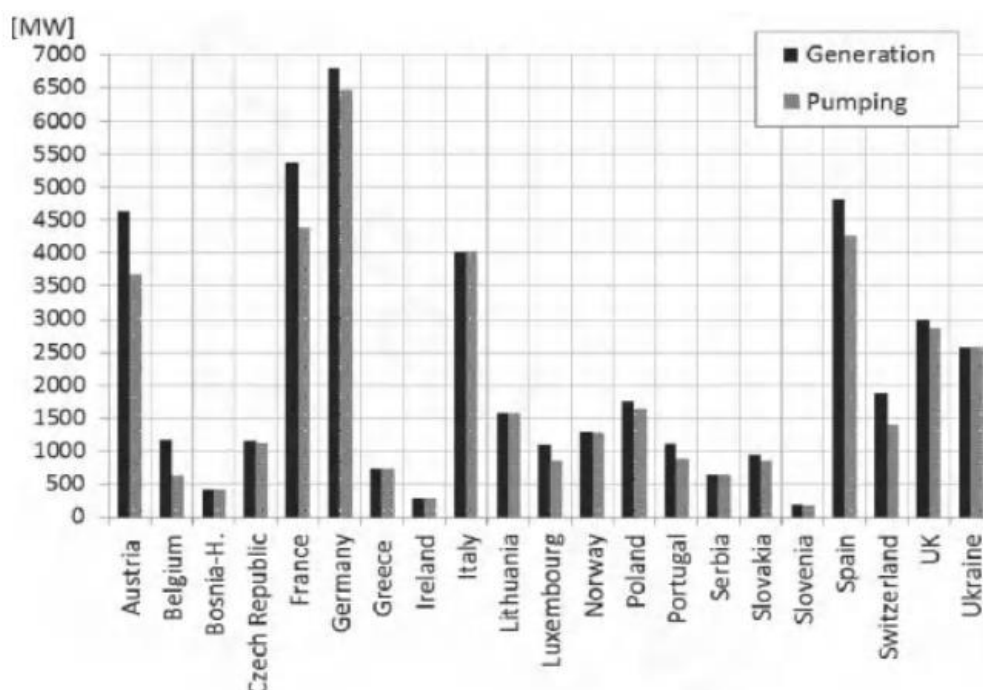
Джерело: Deane J.P. «Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant»

Останніми роками зростає комерційний і технічний інтерес до ГАЕС. Основними рушійними силами цього процесу є політичні цілі щодо розвитку технологій відновлюваної енергетики [29], збільшення попиту на електроенергію [30] та модернізація існуючих електростанцій.

На сьогоднішній день встановлена потужність ГАЕС у світі складає ~ 130 ГВт, з яких в Європі встановлено ~ 45 ГВт, 30 ГВт в Японії, 24 ГВт в Китаї та 22 ГВт в США. Близько 24 ГВт потужності було введено в експлуатацію з 2005

року, а прогнози говорять про встановлення ще до 500-600 ГВт до 2050 року. Країни з найбільшою встановленою потужністю ГАЕС в Європі – Німеччина, Італія, Іспанія, Франція, Сполучене Королівство, Австрія та Україна (рисунок 2.5) [28].

Типова ГАЕС в сучасній європейській енергетичній системі має встановлену потужність 200-300 МВт та відносно короткий термін для одного циклу зберігання, з генерацією 4-9 год і 6-12 год. На багатьох ГАЕС



встановлена потужність для генерування електроенергії більша, ніж для закачування води у верхній резервуар. Наприклад, у Німеччині загальна встановлена потужність до 2012 року становила 6,8 ГВт для виробництва та 6,45 ГВт для закачування, а у Швейцарії - 1,9 та 1,4 ГВт, відповідно. Найчастіше об'єм нижнього резервуара є меншим, ніж верхнього, що означає, що нижній резервуар зазвичай обмежує кількість води або енергії, яку можна використовувати в циклах зберігання.

Рисунок 2.5 – Встановлені потужності ГАЕС в Європі

Джерело: Deane J.P. «Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant»

Перші ГАЕС були побудовані в альпійських регіонах Швейцарії, Італії й Австрії та у Німеччині [31]. Більшість станцій було побудовано в період між 1960 і 1990 роками, коли великі потужності традиційних електростанцій були інтегровані в енергетичну систему.

Експериментальна технологія гідроакумулювання енергії ВЕУ. В 2017 році німецька компанія Max Bögl Wind побудувала вітроелектростанцію недалеко від Штутгарта, в районі містечка Гайльдорф.

Загальна потужність вітряного парку становить 13,6 МВт. За проектом, щорічно станція зможе виробляти не менше 10,5 ГВт·год електроенергії. Вартість нової вітрової електростанції оцінюється в 70 млн євро, прогнозований щорічний дохід – близько 6,5 млн євро. В результаті інвестори зможуть окупили свої вкладення протягом 11 років [32].

Особливістю цього проекту є компенсування нестабільної генерації електроенергії за рахунок використання гідравлічного акумулювання.

В основі веж вітрогенераторів розміщені резервуари для накопичення води. В періоди низького споживання електроенергії частина потужностей використовується для закачування води у верхні резервуари. В години піку акумульована потенційна енергія води використовується для обертання гідрогенератора, встановленого на 200 м нижче накопичувача. Необхідний перепад висоти забезпечений за рахунок зливу води в нижній резервуар, що встановлений в колишній шахті. Гідроаккумулятор може накопичувати до 70 МВт·год електроенергії.

На рисунку 2.6 зображено схема електростанції в Гайльдорфі [33].

Важливою особливістю такої гібридної електростанції є інтеграція технологій вироблення електричної енергії. Вартість об'єднаних установок значно нижча, ніж для будівництва окремих об'єктів. ГАЕС та ВЕУ використовують один зв'язок з електричною мережею. В місцях, де це є можливим, кабелі вітрових турбін прокладені в одному місці з трубопроводом.

Чотири ВЕУ та три гідроагрегати ГАЕС підключені до однієї підстанції з використанням кабелів напругою 20 кВ [33].

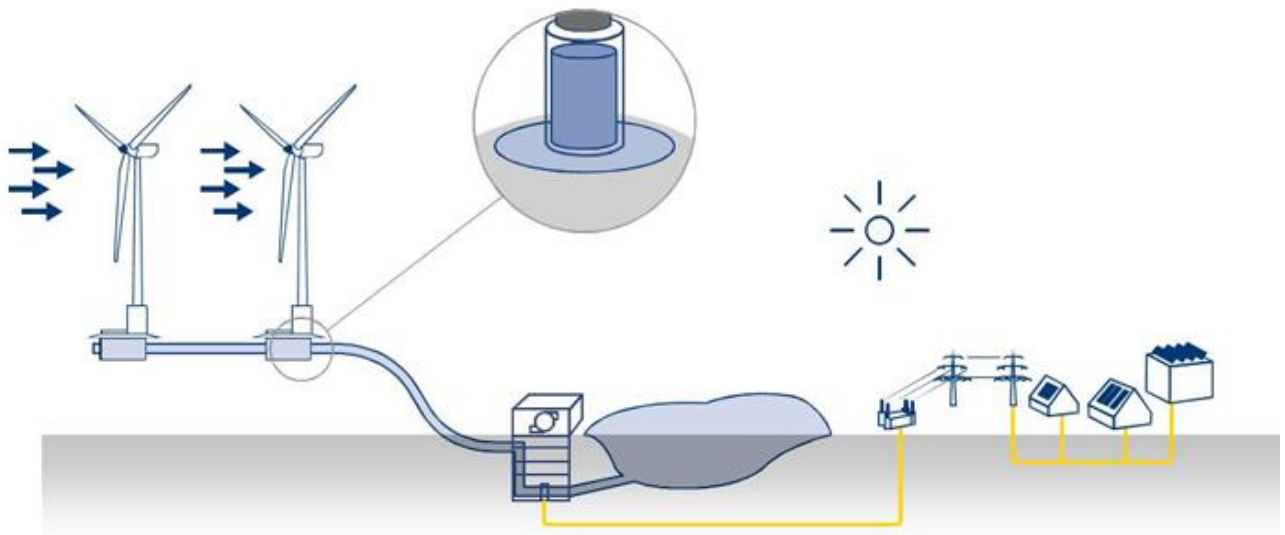


Рисунок 2.6 – Схема електростанції в Гайльдорфі

Джерело: <http://voith.com>

Введення в експлуатацію електростанцій з гідравлічним акумулюванням такими передовими в розвиненні енергетичного сектора країнами, як Німеччина, демонструє можливість перспективного використання гідроакумулювання в меншому масштабі, ніж традиційні ГАЕС, зокрема в електропостачанні автономних об'єктів.

2.4 Функційна схема проектної системи автономного електропостачання господарського об'єкта на основі вітроелектроустановки

На сьогоднішній день автономні системи електропостачання на основі вітроенергетичних установок розрізняються як усією структурою в цілому (рисунок 2.7), так і елементами, що входять до її складу. Тому важливим є ефективне формування таких систем. Цьому питанню приділяється багато

уваги, так як політика держави все більше спрямована на впровадження енергоефективних та енергозберігаючих технологій.



Рисунок 2.7 – Основні системи автономного електропостачання на основі ВЕУ

Спосіб резервування вітроелектростанції - це одне з основних питань, які необхідно вирішити при виборі структурної схеми автономної системи електропостачання. Як видно з рисунка 2.7, основними є два способи резервування: акумуляторне резервування і використання інших джерел електроенергії в якості резерву. Однак, використання паливних електростанцій (рисунок 2.8), таких як дизельні та бензинові електростанції, призводить до того, що автономна система електропостачання перестає бути екологічно чистою, до того ж виникає цілий ряд проблем, пов'язаних з недоліками таких джерел.

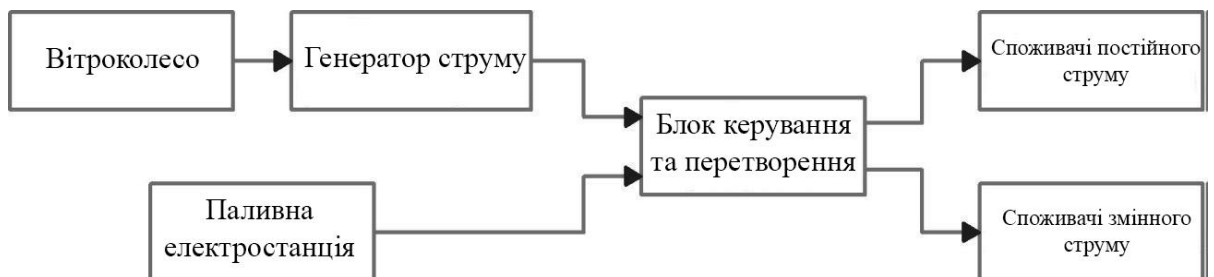
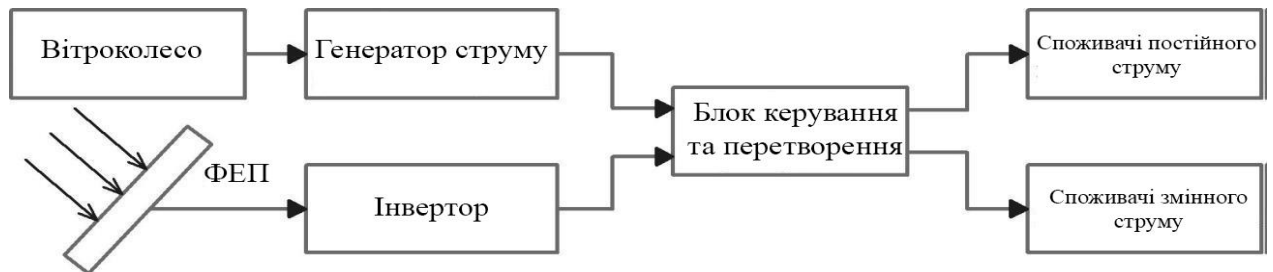


Рисунок 2.8 – Структурна схема автономної системи електропостачання на основі ВЕУ та паливної електростанції

Застосування сонячних електростанцій в якості резерву (рисунок 2.9), теж має істотні недоліки, які в основному пов'язані з високою вартістю обладнання, що входить до складу таких електростанцій. Крім того, стохастичне



надходження сонячної енергії, також як і мінливість вітру, створює ймовірність припинення вироблення електроенергії обома джерелами одночасно, що знову змушує резервувати систему електропостачання інакшим способом.



Рисунок 2.9 – Структурна схема автономної системи електропостачання на основі ВЕУ з резервуванням сонячною електростанцією

Для акумуляторного резервування (рисунок 2.10) в більшості випадків застосовуються електрохімічні акумулятори. Недоліками такого резервування

є: висока вартість електрохімічних акумуляторів, обмежена кількість циклів заряд-розряд та ін.

Рисунок 2.10 – Структурна схема автономної системи електропостачання на



основі ВЕУ з акумуляторним резервом

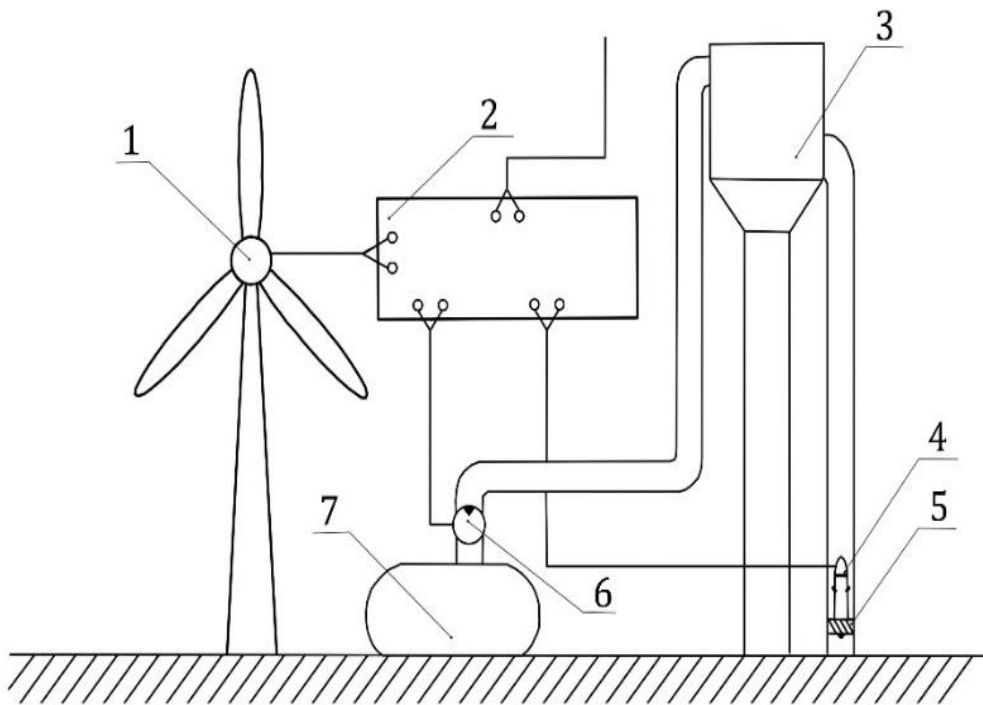
Однак, залишається питання використання інших типів акумуляторів енергії, зокрема застосування гідравлічних акумуляторів енергії, які можуть бути альтернативою або доповненням електрохімічних акумуляторів в умовах електропостачання віддалених об'єктів.

На рисунку 2.11 представлені структурні схеми систем автономного електропостачання з застосуванням гідравлічного акумулятора енергії.

Рисунок 2.11 – Структурна схема автономної системи електропостачання на основі ВЕУ з гідравлічним акумулятором

На рисунку 2.12 зображена схема автономної вітроелектроустановки з використанням гідравлічного акумулятора електроенергії. Система функціонує таким чином [34, 35]:

1. Накопичення енергії. Якщо вироблена вітроустановкою енергія не використовується споживачем, або використовується частково, то електроенергія використовується для живлення електродвигуна насоса. Насос перекачує воду у верхній резервуар. Накопичення води припиняється у разі зупинки вітрогенератора, заповнення ємності, або якщо споживачеві потрібна вся електроенергія, що виробляється вітрогенератором.



2. Використання накопиченої енергії. Якщо вітрогенератор не здатен забезпечити споживача необхідним обсягом електроенергії внаслідок недостатньої швидкості вітру, або його відсутності, то вода з верхнього резервуару починає надходити до гідроагрегату. Потік води обертає гідротурбіну, яка з'єднана з якорем електрогенератора. Електрогенератор виробляє електроенергію, яка надходить на блок управління і перетворення струму, а потім до споживача.

1—вітроелектроустановка, 2 — блок управління і перетворення струму, 3 — ємність для накопичення води, 4 — електрогенератор, 5 — гідротурбіна, 6 — насос, 7 — джерело води

Рисунок 2.12 – Схема автономної вітроелектростанції з використанням гідравлічного акумулятора електроенергії

Можлива схема електричних з'єднань для такої автономної вітроелектростанції представлена на рисунку 2.13.

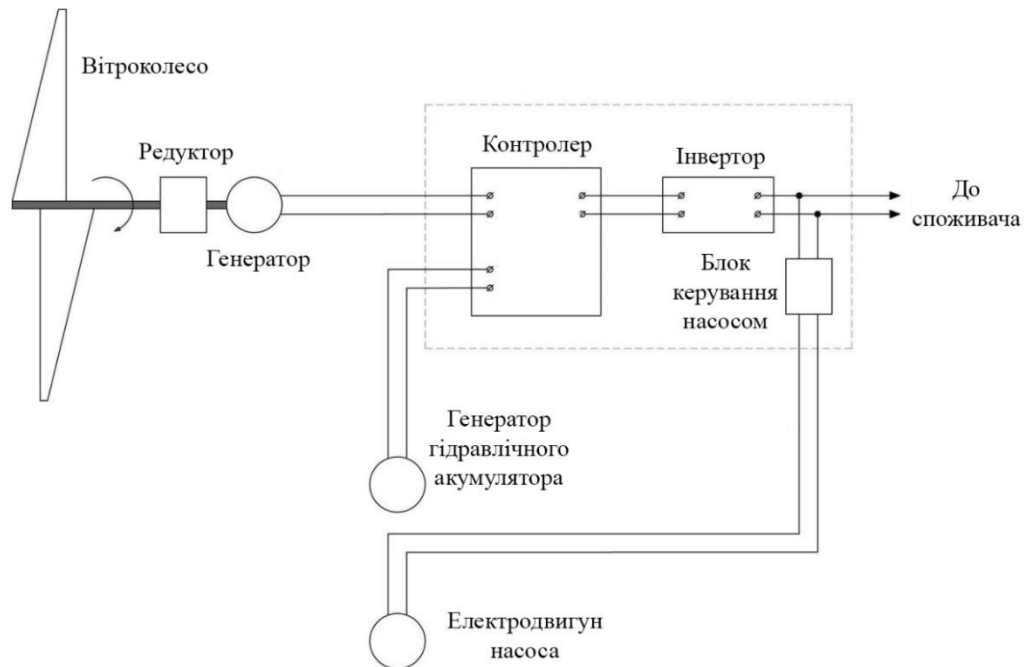


Рисунок 2.13 – Схема електричних з'єднань

У розглянутій схемі ВЕУ та гідроакумулятор електричними лініями з'єднані із загальним контролером, звідки енергія подається споживачу. При цьому передбачається, що ВЕУ знаходиться в безпосередній близькості від генератора і від загального центру навантаження, тому втрати в мережі не враховуються.

Висновки до розділу

Свинцево-кислотні АКБ є найбільш поширеним типом акумуляторів в наявних на світовому ринку готових рішеннях для автономних електростанцій побутового рівня через найменшу питому ємнісну вартість, задовільну напругу однієї комірки, середній термін експлуатації, порівняно з іншими типами АКБ, високу об'ємну ємність. Додатковою перевагою цього типу акумуляторів є їх широка доступність та значний асортимент різноманітних моделей.

Однак електрохімічні акумуляторні батареї потребують періодичних заміन, пов'язаних з обмеженою кількістю циклів акумуляування, та, як наслідок, збільшення витрат на експлуатацію системи автономного електропостачання та на утилізацію відпрацьованих батарей.

Вдосконалення акумуляторних систем дозволило б значно підвищити ефективність автономних систем електропостачання на основі технологій відновлюваної енергетики.

Запропоновані схеми САЕП з гідравлічним акумулюванням дозволяють частково або повністю позбавитись акумуляторів на основі електрохімічних джерел енергії, шляхом їх заміни або доповнення гідравлічними акумуляторами енергії, при цьому, не знижуючи рівень надійності системи. Параметри акумуляторів залежать від умов роботи автономної вітроелектростанції.

Для об'єднання вітрової та гідроенергії необхідним є вирішення низки технічних та теоретичних питань, для яких необхідні методики розрахунку й обґрунтування параметрів систем електропостачання на основі ВЕУ з гідравлічним акумулюванням, що експлуатуються як в централізованих, так і в автономних системах.

3 МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ОЦІНКА ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ВЕУ

3.1 Математичні моделі елементів системи електропостачання

3.1.1 Математичний опис вітрової електростанції у складі системи енергозабезпечення

Вітровий режим в районі розміщення ВЕУ залежить від загального вітрового клімату даної території і факторів місцевого характеру, таких як: висота над рівнем земної поверхні, затінення сторонніми об'єктами, тип підстильної поверхні, орографія або рельєф.

При розрахунку вітрового режиму враховуються такі чинники, що впливають на формування вітрового потоку біля ротора ВЕУ [36, 37]:

- вплив неоднорідної земної поверхні й перешкод, що веде до сповільнення вітрового потоку поблизу земної поверхні;
- орографія, що характеризує вплив рельєфу місцевості на напрямок і профіль вітрового потоку;

- перешкоди у вигляді будівельних конструкцій, що характеризують локальний вплив на вітровий режим та сусідніх ВЕУ, що впливають одна на одну;

Наявна потужність ВЕУ визначається за допомогою кривої потужності, наданої виробником:

$$N_{\text{vey}} = f_p(V),$$

де f_p – крива потужності ВЕУ;

V – швидкість вітрового потоку перед ротором ВЕУ.

Крива потужності в паспорті ВЕУ приведена нормалізованою до стандартних умов щільності повітря на рівні моря $p_0 = 1,225 \text{ кг/м}^3$ і коефіцієнта інтенсивності турбулентності. Приведення кривої потужності до щільності повітря в місці розміщення ВЕС здійснюється за допомогою поправки k_p :

$$k_p = \frac{p_0}{p(h)}$$

де $p(h)$ – щільність повітря на рівні осі ротора ВЕУ, h ;

$p(h) = \frac{p_0}{R \cdot T} \exp\left(\frac{-g \cdot h}{R \cdot T}\right)$, $R = 287.05 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}$ – газова стала для повітря,

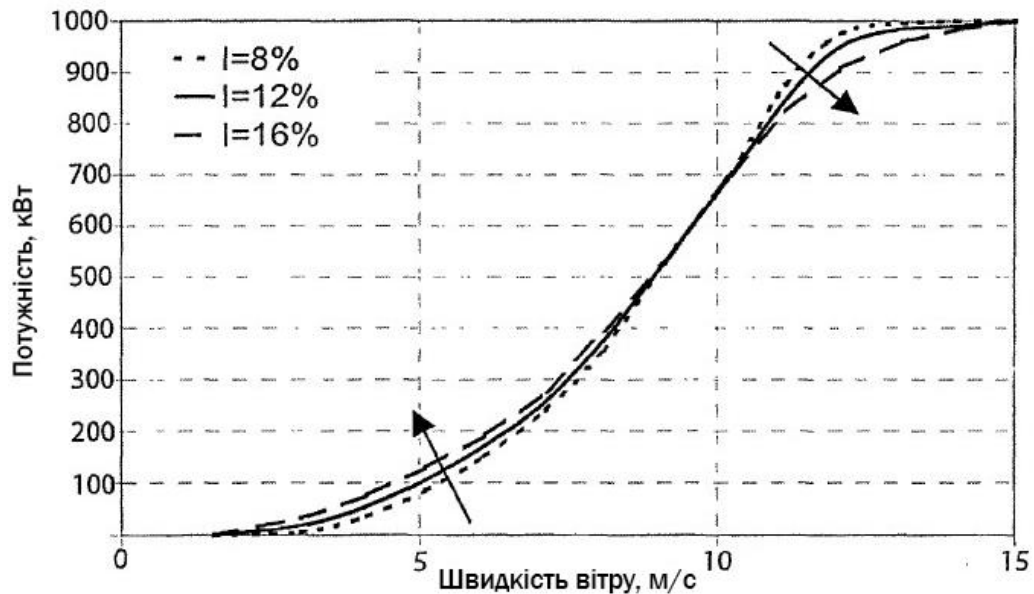
T – температура повітря, h – рівень осі ротора ВЕУ щодо рівня моря.

Зростання інтенсивності турбулентності впливає на потужність ВЕУ неоднозначно [38]. При низьких швидкостях вітру, спостерігається 1 - 2% зростання потужності на 1% зростання інтенсивності турбулентності або її зниження при високих швидкостях вітру, особливо на перехідній ділянці (рисунок 3.1).

Приведення кривої потужності до місцевої інтенсивності турбулентності в місці розміщення ВЕС здійснюється рівнянням [38]:

$$f_p(V) = P_{I_M}(V) = P_I(V) + \frac{1}{2} \frac{d^2 P(V)}{dV^2} V^2 (I_M^2 - I^2) \quad (3.1)$$

де I_M – інтенсивність турбулентності в місці розміщення ВЕС, I –



інтенсивність турбулентності, до якої була приведена крива потужності.

Рисунок 3.1 – Крива потужності ВЕУ при різній інтенсивності турбулентності

Врахування втрат, пов'язаних із неточною орієнтацією за напрямком вітру. Через раптові зміни напрямків вітрового потоку, на які система орієнтації ВЕУ не здатна відреагувати миттєво, ротор ВЕУ приймає вітровий потік під кутом, внаслідок чого втрачається потужність. Втрати на орієнтацію в моделі пропонується розраховувати за допомогою рекурентної формули, що відбиває зміну площі, що обдувається в часі, в залежності від зміни напрямку потоку і швидкості повороту гондоли:

$$k_B = \frac{\cos(\gamma_t)}{2} \cdot \frac{\gamma_t}{\Delta t_{\text{вим}} \cdot T_\Gamma}, \quad (3.2)$$

де k_B – коефіцієнт урахування втрат на орієнтацію;
 $\gamma_t = \varphi_{t-\Delta t_{\text{зм}}} - |\varphi_t - \pi|$ – кут вітрового потоку по відношенню до осі ротора ВЕУ; $\Delta t_{\text{вим}}$ – інтервал вимірювань; T_Γ – швидкість орієнтації гондоли ВЕУ.

В середньому напрямок вітру змінюється на $\pm 30^\circ$ за 10 хвилинний інтервал часу. З урахуванням того, що середня швидкість повороту гондоли ВЕУ мегаватного класу становить 25–50 градусів в хвилину, втрати на орієнтацію в нормальних умовах становлять 1%. У зонах з високою турбулентністю і складною орографією втрати на орієнтацію можуть бути значно більшими.

Таким чином, потужність ВЕС можна записати як:

$$N_{\text{вес}_t}(m, V, \varphi, a) = \sum_{i=1}^m f_{P_i}(V_i) \cdot a \cdot k_v(\varphi) \leq N_{\text{вес}_t}(m, V, \varphi) \leq N_{\text{вес}}^B(m), \quad (3.3)$$

де $N_{\text{вес}_t}(m, u)$ – наявна потужність ВЕС, за $\sum_{i=1}^m a_i = 1$; a – коефіцієнт розподілу навантаження на i -ій ВЕУ; m – кількість ВЕУ; $N_{\text{вес}}^B$ – встановлена потужність ВЕС; $V = V(h_0)$ – швидкість вітрового потоку в місці вимірювання.

3.1.2 Математична модель гідроагрегата

Потужність гідравлічної турбіни розраховують, користуючись виразом залежності потужності гідротурбіни від напору та витрати водяного потоку:

$$N_r(n, \vec{Q}_t) = \sum_{i=1}^n (N_{T_i} \cdot \eta_{ri}), \quad (3.4)$$

де Q_i – витрата води; $N_{T_i} = \psi_i(H_i, Q_i^{\text{га}})$ – потужність на валу i -ої гідротурбіни; ψ_i – енергетична характеристика гідротурбіни; η_{ri} – ККД на i -ому гідрогенераторі; H_i – напір на i -ому гідроагрегаті.

Оскільки потужність гідротурбіни пов'язана з напором і витратою співвідношенням $N_{T_i} = Q_i \cdot g \cdot \eta_i \cdot H_i$, де η_i – ККД i -ої гідротурбіни, то енергетична характеристика гідротурбіни ψ_i може бути отримана шляхом розрахунку експлуатаційної характеристики (рисунк 3.2) [39].

Для розрахунків характеристики гідротурбін задаються:

- у табличному вигляді з лінійною інтерполяцією;
- поліномом до 4 ступеня;

- за допомогою непараметричних моделей інтерполяції.

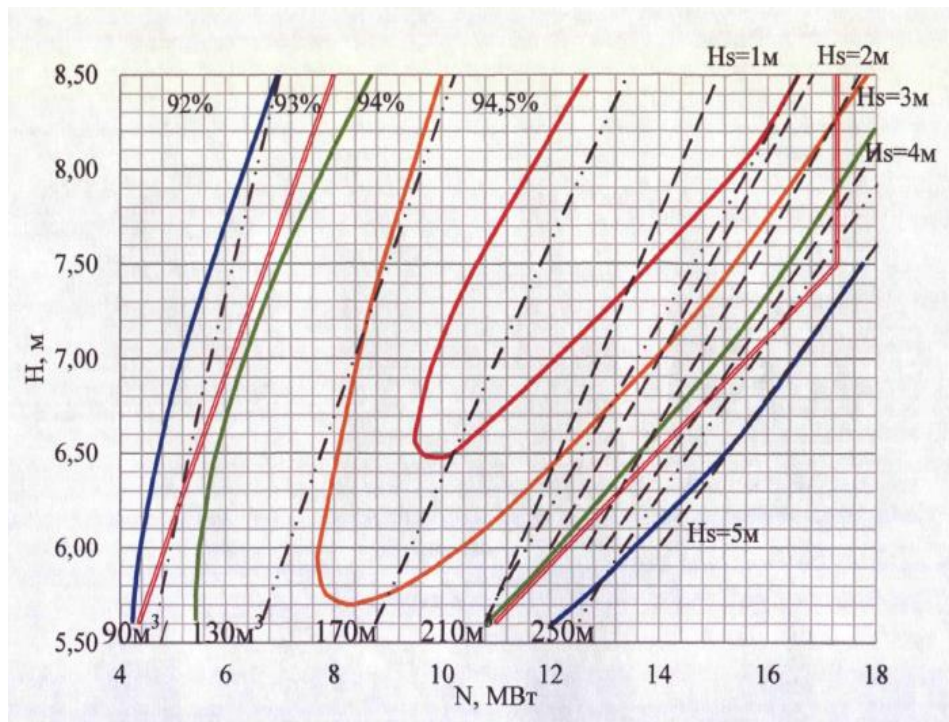


Рисунок 3.2 – Графіки залежності потужності від напору водного потоку (експлуатаційні характеристики поворотно-лопатевої турбіни)

Потужність на валу гідротурбіни можна виразити як:

$$N_{Ti} = \frac{N_{\Gamma i}}{\theta_i(N_{\Gamma i})}, \quad (3.5)$$

де $\theta_i(N_{\Gamma i})$ – залежність ККД гідрогенератора від його потужності.

Вид залежностей ККД гідрогенератора від потужності на валу гідротурбіни, $\varepsilon_r(N_T)$ і потужності генератора $\theta_r(N_r)$, зображений на рисунку 3.3.

Зазначена залежність $\theta_r(N_r)$ для номінального $\cos\varphi$ приймається або за експериментальними даними, або за відсутності таких за гарантіями виробника генератора.

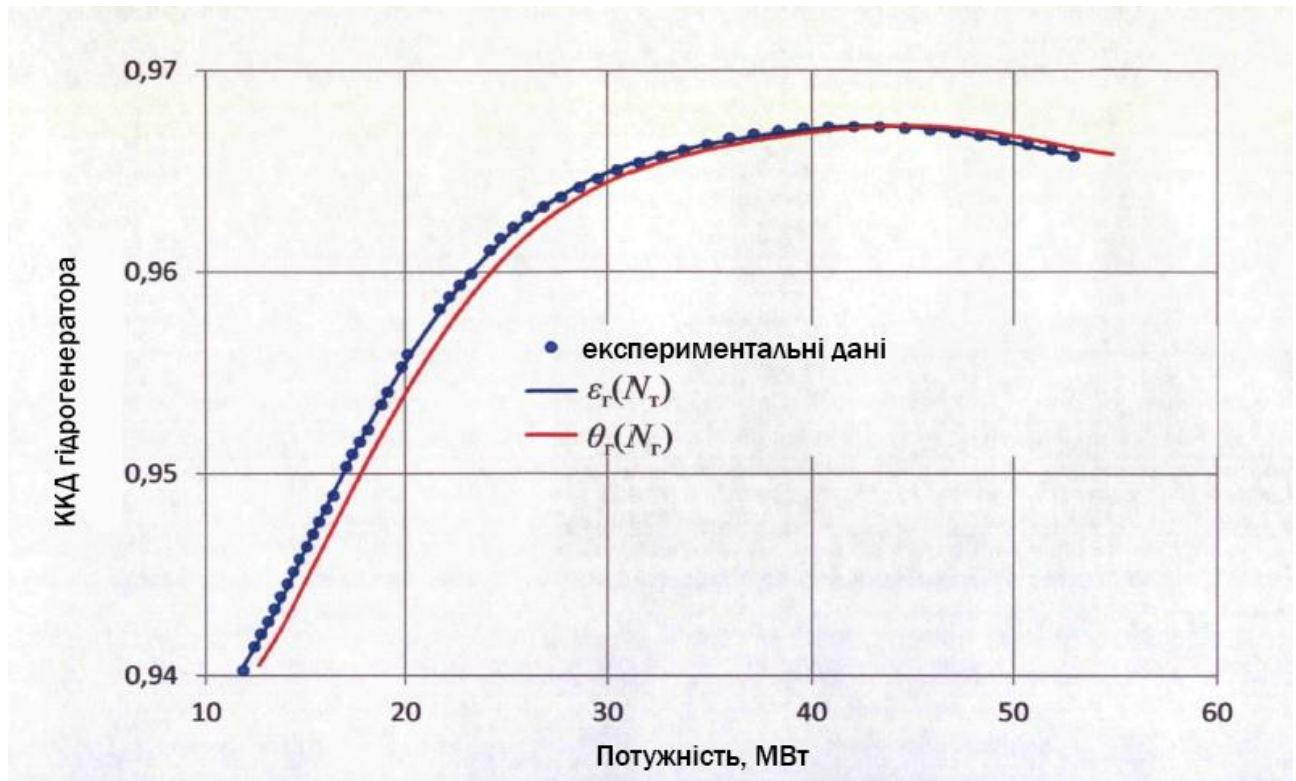


Рисунок 3.3 – Вид характеристики гідрогенератора ($\cos\varphi = 0,8$)

Врахування втрат напору. Повна втрата напору в напірному трубопроводі H складається з втрати на тертя по довжині труб Δh_l і суми втрат на подолання місцевих опорів $\sum h_m$:

$$\Delta H_{\text{тр}} = \Delta h_l + \sum h_m, \quad (3.6)$$

Втрати напору по довжині виражаються через швидкісний напір відповідно до залежності Вейсбаха-Дарсі [36]:

$$\Delta h_l = I \cdot l_{\text{тр}} = l_{\text{тр}} \frac{\lambda_{\text{тр}}}{d_{\text{тр}}} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (3.7)$$

де $l_{\text{тр}}$ – довжина трубопроводу, м; I – гідравлічний ухил; $\lambda_{\text{тр}}$ – коефіцієнт опору тертю.

Під час розрахунку втрат напору розглядається турбулентний рух води.

Значення λ можна визначати, як за таблицями, так і за емпіричними формулами Блазіуса, Альтшуля, Шіфрінсона.

Місцеві втрати напору проявляються у місцях трубопроводу, де змінюється його переріз, напрямок руху рідини (на повороті або вигині), пропорційні квадрату швидкості і можуть бути виражені формулою Вейсбаха [40]:

$$h_m = \zeta \frac{v^2}{2g}, \quad (3.8)$$

де ζ – коефіцієнт місцевого опору.

Таким чином, для турбулентного течії, використовуючи формулу Вейсбаха-Дарсі і виражаючи в ній швидкість через витрату води, отримуємо:

$$\Delta H_{\text{тр}i} = (Q_i)^2 \cdot K_{\text{тр}} = (Q_i)^2 \cdot \left(\sum \zeta + \lambda_{\text{тр}} \frac{l_{\text{тр}}}{d_{\text{тр}}} \right) \frac{16}{2g\pi^2(d_{\text{тр}})^4}, \quad (3.9)$$

$K_{\text{тр}}$ – величина, яка називається опором трубопроводу.

Вид залежності втрат напору $\Delta H_{\text{тр}i}$ в напірному трубопроводі від витрати води через гідроагрегат Q_i зображено на рисунку 3.4.

Динамічна зміна тиску в трубопроводі, що проявляється у вигляді гідроудару ΔH_y утворюється при регулюванні потужності. Зниження витрати створює значний гідроудар ΔH_y , що підвищує напір. Збільшення витрати викликає негативний гідроудар ΔH_y , який призводить до тимчасового падіння напору, що затримує збільшення потужності. Таким чином, в середньому, перехідні процеси, що виникають при регулюванні навантаження, не впливають на вироблення електроенергії і ними можна знехтувати.

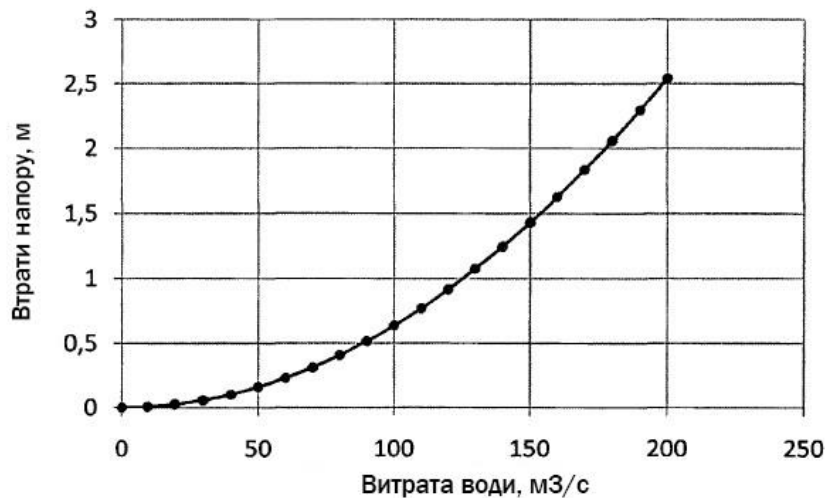


Рисунок 3.4 – Залежність втрат напору $\Delta H_{\text{тр}i}$ у трубопроводі i від витрати води через гідроагрегат Q_i

3.1.3 Математичний опис процесу перетворення накопиченої потенційної енергії в електроенергію

Перетворення накопиченої в гідравлічному акумуляторі потенціальної енергії в електроенергію відбувається наступним чином: потік води з накопичувального резервуара падає на лопатки гідротурбіни, яка в свою чергу обертає якор генератора постійного струму. Як відомо, електрорушійна сила якоря машини постійного струму пропорційна частоті обертання якоря і магнітного потоку збудження.

$$E_{\text{я}} = \Phi_{\text{з}} n \left(\frac{\pi D}{60} l N \frac{1}{S} \right), \quad (3.10)$$

де $E_{\text{я}}$ – електрорушійна сила якоря машини постійного струму, В;

$\Phi_{\text{з}}$ – магнітний потік збудження, Вб;

n - частота обертання якоря, об / хв;

D - діаметр якоря, м;

l - активна довжина провідника, м;

N - число провідників обмотки якоря;

S - перетин поверхні полюса, м².

Величини, які знаходяться в дужках, визначаються конструкцією і є постійними для однієї і тієї ж машини, тому зазвичай замінюються

коефіцієнтом C_e . Таким чином, вираз для визначення електрорушійної сили якоря приймає вигляд:

$$E_{\text{я}} = \Phi_z n C_e, \quad (3.11)$$

Якщо збудження відбувається з використанням постійних магнітів, то магнітний потік збудження є постійною величиною. Отже, електрорушійна сила якоря такої машини пропорційна тільки частоті обертання якоря.

$$E_{\text{я}} = n, \quad (3.12)$$

Якір генератора жорстко з'єднаний з гідротурбіною, обертання якої відбувається під дією потоку води. Відомо, що частота обертання гідротурбіни залежить від напору і витрати води. Витрата води може бути визначена з виразу:

$$Q = V_{\text{в}} S, \quad (3.13)$$

де Q – витрата води, $\text{м}^3 / \text{год}$;

$V_{\text{в}}$ – швидкість потоку води, $\text{м} / \text{год}$;

S – площа перетину через який протікає вода, м^2 .

При збільшенні відстані між рівнями розміщення накопичувача води та гідроагрегату зростає потужність, що виробляється генератором.

Гідравлічна потужність, що розвивається гідротурбіною, визначається:

$$N_{\text{г}} = P_{\text{ст}} Q, \quad (3.14)$$

де $P_{\text{ст}}$ – тиск стовпа води, Па ;

Q – витрата води через гідротурбіну, $\text{м}^3 / \text{год}$.

Тиск водяного стовпа зростає зі збільшенням висоти цього стовпа відповідно до формули:

$$P_{\text{ст}} = \rho g h, \quad (3.15)$$

де ρ – щільність води, $\text{м}^3 / \text{кг}$;

h – висота стовпа води, м .

3.2 Оцінка вітроенергетичного потенціалу у географічному місці розташування господарського об'єкта електропостачання

Обсяг енергії, що може бути вироблена ВЕУ, значною мірою залежить від швидкості вітру, тому необхідною є інформація про вітровий потенціал регіону, в якому планується експлуатація об'єктів вітроенергетики.

Зазвичай вітроенергетичні ресурси характеризують двома основними параметрами – швидкістю вітру й щільністю ймовірності потужності, що визначають потенціал вітрової енергії регіону.

На загальнодержавному рівні важливо знати вітроенергетичні ресурси для стратегічного планування; для цього потрібно мати дані про [41]:

- розподілені вітроенергетичних ресурсів по регіонах;
- частку від загального споживання електроенергії, що може забезпечуватися вітровою енергією;
- можливості використання даного потенціалу.

На місцевому рівні або для інвестора вітрової енергетики на початковому етапі реалізації проекту важливо знати:

- потенціал енергії вітру у конкретній точці;
- обсяг виробленої протягом 1 року електроенергії ВЕУ з визначеними технічними характеристиками;
- вартість вітрової енергії;
- термін окупності проекту;
- варіації швидкості вітру і, відповідно, щільність енергії вітру.

Необхідні дані можуть бути отримані в результаті вимірів вітрових характеристик на рівні осі обертання турбіни протягом, як мінімум, 1 року. Але цей спосіб є дорогим й вимагає тривалого періоду часу.

Використовуючи спеціальне програмне забезпечення, яке враховує топографію, характеристики земної поверхні, перешкоди, можна побудувати комп'ютерні моделі швидкості вітру на великих територіях. У результаті було розроблено Вітровий Атлас (Wind Atlas), в якому зібрано інформацію про швидкість та щільність енергії вітру у вигляді контуру або градуированих карт.

Але подібні карти не замінюють потребу в інструментальних вимірюваннях; за допомогою них можна лише визначити регіон, в якому слід зосередитись на дослідженнях та обрати місце, де необхідно провести вимірювання.

Швидкість вітру можна вважати величиною випадковою за визначенням, причому потужність ВЕУ пов'язана зі швидкістю вітру функціональною залежністю. Відтак, потужність є стохастичною змінною в задачі оцінювання енергетичних характеристик об'єкта енергопостачання [42].

Швидкість вітру, що у дійсності змінюється випадково, може мати вигляд як на рисунку 3.5. Усього здійснено 8784 виміри протягом кожної години впродовж 1 року.

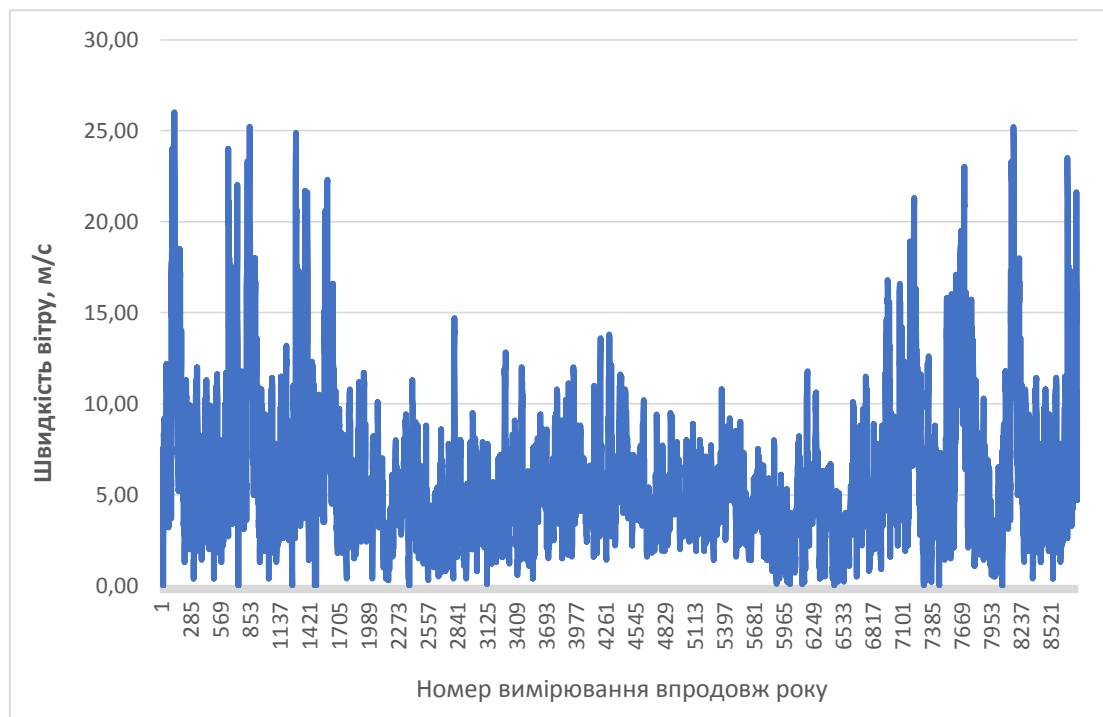


Рисунок 3.5 – Варіація швидкості вітру протягом року

Середня питома потужність ВЕУ (або середня щільність потужності) на 1 м^2 характеризує вітровий потенціал місцевості на основі значення середньої швидкості вітру та розраховується за формулою [43]:

$$N = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n p_i V_i^3, \quad (3.15)$$

де n – кількість вимірів швидкості вітру, здійснених протягом аналізованого періоду часу;

p_i – густина повітря на момент i -го виміру (кг/м^3), $p=1.225 \text{ кг/м}^3$ за нормальних умов;

V_i – швидкість вітру на момент i -го виміру (м/с).

За формулою (3.15) питома потужність вітрового потоку пропорційна кубу швидкості вітру й тому цей параметр значно зростає навіть за невеликого збільшення швидкості вітру.

Таким чином, для оцінки потужності ВЕУ та кількості вироблюваної ними енергії необхідна інформація про повторюваність різних швидкостей вітру в місці їх встановлення на рівні осі вітроколеса.

Ця ж особливість не дозволяє оцінювати середню за певний відрізок часу (місяць, рік) питому потужність і використовувати це значення для розрахунку величини вироблюваної енергії, спираючись лише на середнє значення швидкості вітру. Тому середню питому потужність слід розраховувати таким чином [43]:

$$N = \frac{1}{2} \bar{p} \int_0^{\infty} f(v) \cdot v^3 dv, \quad (3.16)$$

де \bar{p} – середня густина повітря;

$f(v)$ – диференційна функція щільності розподілу швидкостей вітру.

Наведений інтеграл можна оцінити інтегральною сумою як:

$$N = \frac{1}{2} \bar{p} [p(v_1) \cdot v_1^3 + p(v_2) \cdot v_2^3 + \dots + p(v_n) \cdot v_n^3], \quad (3.17)$$

де $v_{1, 2, 3 \dots n}$ – значення швидкостей вітру для середини інтервалів;

$p(v_{1, 2, 3 \dots n})$ – повторюваність інтервалів.

Функція щільності ймовірності швидкості вітру визначається як частка часу, для якого середня швидкість вітру знаходиться в межах заданого інтервалу v_n . Іншими словами, функція щільності ймовірності швидкості вітру

характеризує частку швидкості в межах v_{min} та v_{max} , отриманих під час вимірювань. Щоб визначити функцію щільності ймовірності швидкості вітру необхідно визначити діапазон зміни швидкості при вимірах. У нашому випадку $v_{min} = 0$ м/с, $v_{max} = 26$ м/с.

Діапазон зміни швидкості ділиться на n рівних інтервалів, зазвичай від 0,1 до 1 м/с. Обрано $v_n = 1$ м/с. Швидкість для кожного періоду, що використовується в розрахунках дорівнює середній швидкості інтервалу. Наприклад, в інтервалі від 2 до 3 м/с, середня швидкість обчислення вважається рівною 2,5 м/с.

Далі було проаналізовано всі 8784 вимірювання та визначено кількість випадків n_i , що припадають на кожен інтервал. Результати відображено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Ймовірність швидкості вітру по інтервалах

Інтервали швидкості вітру, м/с	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13
Кількість значень на даному інтервалі	160	447	928	1361	1373	1208	905	669	410	285	243	183	146
Повторюваність, %	1,82	5,09	10,56	15,49	15,63	13,75	10,3	7,61	4,67	3,24	2,77	2,0	1,66
Інтервали швидкості вітру, м/с	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26
Кількість значень на даному інтервалі	104	66	61	62	55	27	27	19	14	10	11	6	4
Повторюваність, %	1,18	0,75	0,69	0,71	0,63	0,31	0,31	0,22	0,16	0,11	0,12	0,07	0,045

Табличні дані подано графічно на рисунку 3.6.

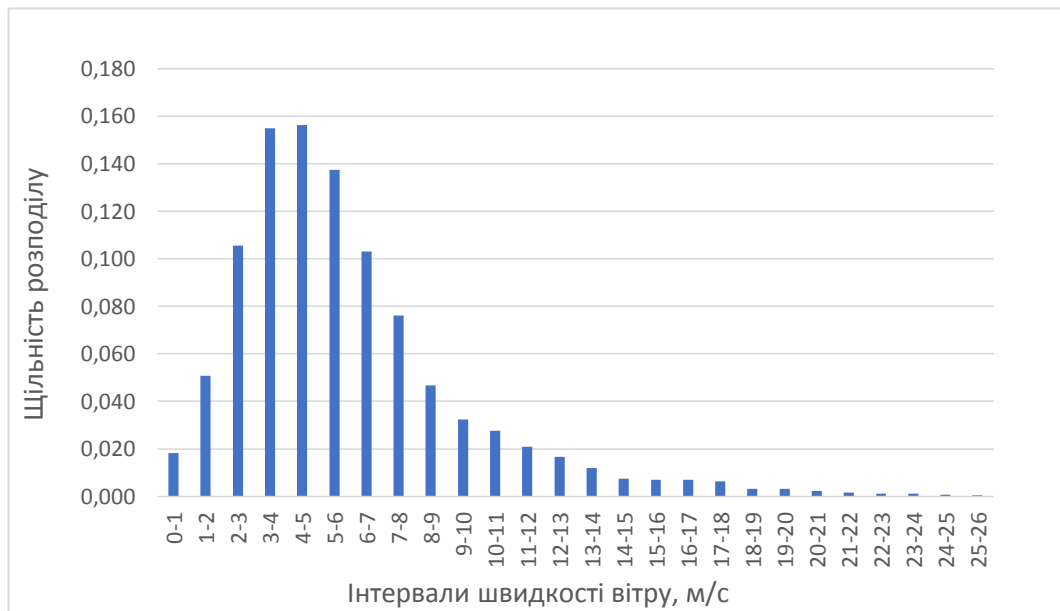


Рисунок 3.6 – Щільність розподілу швидкості вітру

Значення щільності ймовірності потужності для розрахунків за формулою (3.3) наведено в таблиці 3.2 та на рисунку 3.7.

Таблиця 3.2 – Щільність ймовірності потужності по інтервалах

Інтервали швидкості вітру, м/с	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13
Середнє значення інтервалу, м/с	0,50	1,50	2,50	3,50	4,50	5,50	6,50	7,50	8,50	9,50	10,50	11,50	12,50
Щільність ймовірності потужності	0,005	0,105	1,011	4,068	8,724	14,01	17,33	19,68	17,56	17,04	19,61	19,4	19,88
Інтервали швидкості вітру, м/с	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26
Середнє значення інтервалу, м/с	13,50	14,50	15,50	16,50	17,50	18,50	19,50	20,50	21,50	22,50	23,50	24,50	25,50
Щільність ймовірності потужності	17,84	14,03	15,84	19,42	20,55	11,92	13,96	11,41	9,7	7,94	9,95	6,15	4,62



Рисунок 3.7 – Щільність ймовірності потужності

Середня питома потужність, розрахована з використанням середньорічної швидкості вітру, обчислена через погодинні виміри швидкості, здійснені протягом року (3.15) становитиме:

$$N = \frac{1}{2} \cdot 1,225_{\text{кг/м}^3} \cdot 5,86174_{\text{м/с}}^3 = 123,36_{\text{Вт/м}^2}.$$

Питома потужність, розрахована через інтегральну суму (3.22):

$$N = \frac{1}{2} 1,225_{\text{кг/м}^3} \sum_{i=1}^{24} V_i^3 F(V_i) = 321,8_{\text{Вт/м}^2} -$$

це значення є значно більшим від значення розрахованого лише на основі середньої швидкості вітру. Найбільші значення щільності ймовірності потужності відповідають інтервалу швидкостей між 6-18 м/с, в той час як найбільш ймовірна швидкість вітру становить 3-7 м/с. Таким чином, моделювати можна як безпосередньо швидкість вітру, так і результуючу потужність ВЕУ, які характеризуються однією функцією щільності розподілу.

Представлення функціональної залежності потужності ВЕУ існують різні; розробниками ВЕУ вони подаються зазвичай у табличному або графічному вигляді й називаються кривою потужності ВЕУ.

На основі даних швидкості вітру побудовано діаграму залежності швидкості вітру від часу доби та сезону (рисунок 3.8).

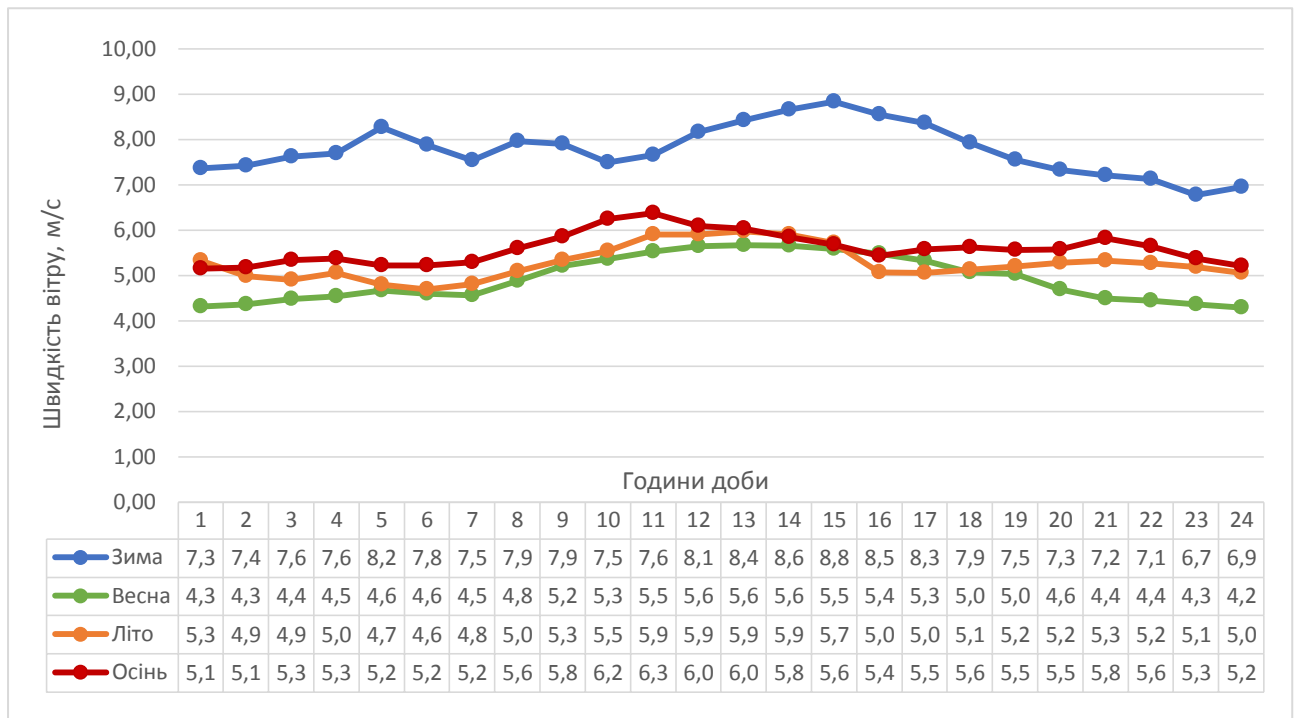


Рисунок 3.8 – Залежність швидкості вітру від часу доби

3.3 Модель електричних навантажень об'єкта електропостачання

Об'єктом електропостачання було обрано фермерське господарство, що спеціалізується на технології відгодівлі свиней.

На свинофермах електроенергія використовується для приготування кормів, в окремих випадках для роздачі корму, водопостачання, а також для обігріву та освітлення приміщень.

Показники встановленої потужності, кількості годин використання та річного споживання електроенергії фермерським свинарським господарством наведено в таблиці 3.3:

P_e – встановлена потужність споживачів електроенергії;

$T_{вик}$ – кількість годин використання на рік;

$W_{рік}$ – річне споживання електроенергії.

Таблиця 3.3 – Показники встановленої потужності, кількості годин використання та річного споживання електроенергії

Процес, агрегат	P_v , кВт	$T_{вик}$, год	$W_{рік}$, кВт·год
1. Освітлення, інфрачервоне освітлення	0,8	5840	4672
2. Приготування кормів			
- мийка корнеклубнеплодів	1	1095	1095
- корморізка	1,4	1095	1533
- запарник-змішувач	2	1095	2190
- водонагрівач	1	1095	1095
3. Мікроклімат			
- вентиляція	0,9	8760	7884
- опалення	5	3600	18000
4. Водопостачання	0,5	1095	548
Разом	12,6		37016

Споживана потужність значною мірою залежить від використання опалення, тому було побудовано графіки електричних навантажень для теплих та холодних діб року (рисунок 3.9 та 3.10 відповідно). Дані також представлено в табличному вигляді в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Споживана потужність в залежності від часу доби та сезону

Літній період		Зимовий період	
Години доби	Споживана потужність, кВт	Години доби	Споживана потужність, кВт
0-1	1,7	0-1	6,7
1-2	1,7	1-2	6,7
2-3	1,4	2-3	6,4
3-4	1,7	3-4	6,7
4-5	1,7	4-5	6,7

Продовження таблиці 3.4

5-6	1,9	5-6	6,9
6-7	4,1	6-7	9,1
7-8	3,7	7-8	8,7
8-9	0,9	8-9	5,9
9-10	1,7	9-10	6,7
10-11	1,7	10-11	6,7
11-12	1,4	11-12	6,4
12-13	2,7	12-13	7,7
13-14	4,1	13-14	9,1
14-15	2,9	14-15	7,9
15-16	1,7	15-16	6,7
16-17	1,7	16-17	6,7
17-18	1,4	17-18	6,4
18-19	1,7	18-19	6,7
19-20	2,7	19-20	7,7
20-21	3,3	20-21	8,3
21-22	3,7	21-22	8,7
22-23	1,7	22-23	6,7
23-24	0,9	23-24	5,9



Рисунок 3.9 – Графік електричних навантажень для літнього періоду



Рисунок 3.10 – Графік електричних навантажень для зимового періоду

Графіки електричних навантажень характеризуються трьома максимумами електричного навантаження: ранковим – приблизно з 7 до 8 год, обіднім – з 13 до 15 год та вечірнім – з 20 до 22 год, коли разом з обігрівальними приладами, освітленням та вентиляцією працює обладнання для приготування кормів.

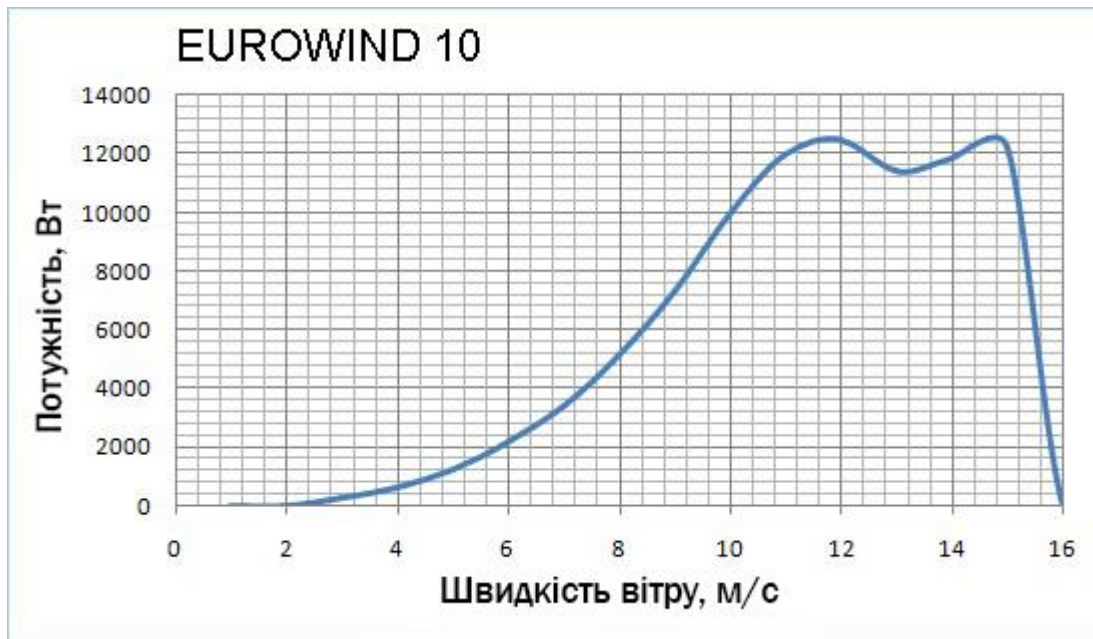
3.4 Вибір вітротехнічного обладнання для забезпечення електропостачання об'єкта

На основі проаналізованих даних про:

- питому потужність (3.17);
- швидкість вітру в залежності від сезону та часу доби (рисунок 3.8);
- графік електричних навантажень об'єкта електропостачання;
- технічні характеристики ВЕУ [44],

для електрозабезпечення споживачів фермерського господарства було обрано ВЕУ «EuroWind 10» у кількості двох одиниць. Технічні характеристики даної моделі ВЕУ наведено в додатку Б [44].

Залежність потужності ВЕУ від швидкості вітру наведено на рисунку 3.11



[44].

Рисунок 3.11 – Залежність потужності ВЕУ від швидкості вітру

Висновки до розділу

Результати розрахунків, виконаних на основі числових даних вимірювань значень швидкості вітру, свідчать про достатній вітропотенціал для застосування промислового вітротехнічного обладнання (вітротурбін) для енергозабезпечення об'єкта в обраному регіоні. Структуру виконання розрахунків щодо визначення вітроенергетичного потенціалу можна застосувати також для інших географічних місць бажаного розташування ВЕУ.

Робочі характеристики ВЕУ є мінливими у часі, тому слід враховувати періоди з нульовою, або недостатньою для забезпечення електропостачання споживачів, швидкістю вітру. Залежності від дії мінливого фактору можна частково уникнути, використавши засоби акумулювання енергії.

4 РОЗРАХУНКОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ АВТОНОМНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГОСПОДАРСЬКОГО ОБ'ЄКТА З ВИКОРИСТАННЯМ ГІДРОАКУМУЛЮВАННЯ ЕНЕРГІЇ

1.1 Критерії вибору конструктивних параметрів комбінованої системи на основі технологій відновлюваної енергетики

Особливістю автономних електростанцій на основі ТВЕ є стохастичне надходження енергетичних потоків. Для забезпечення достатнього рівня надійності електропостачання є необхідним резервувати подібні системи іншими електростанціями, або застосовувати акумулювання енергії. Параметри складових частин автономних електростанцій (власне перетворювачі енергії ТВЕ, резервні паливні електростанції та акумулятори енергії) знаходяться в суперечності один з одним. Це змушує знаходити оптимальні параметри, що забезпечують найбільш високий рівень конкурентоспроможності автономних електростанцій на основі ТВЕ, зокрема комбінованих електричних станцій (КЕС) з використанням вітроустановок.

Загальними вимогами до автономних електростанцій є:

- необхідний споживачу рівень надійності енергозабезпечення (ймовірність енергозабезпечення за заданий період);
- мінімальна вартість електроенергії одержуваної від автономної електростанції при дотриманні першої вимоги;
- максимальна економія викопного вуглеводневого палива автономними електростанціями на основі ТВЕ;
- зменшення негативного впливу на навколишнє середовище;
- безпечна експлуатація електростанцій на основі ТВЕ;
- максимальне використання потенційних можливостей регіону.

Основними вимогами до автономних електростанцій, що використовують енергію відновлюваних джерел, є перші дві, які визначають

можливість виконання інших вимог. Вони пов'язані з основними параметрами автономної електростанції (робочою швидкістю вітру, типом і розмірами вітроенергетичної установки, потужністю резервної електростанції, ємністю акумуляторів енергії).

З урахуванням вимог до автономної електростанції, як критерій оптимальності може використовуватися питома вартість встановленої потужності КЕС при обмеженні:

$$P(E_e \geq E_{nomp}) \geq A$$

де $P(E_e \geq E_{nomp})$ – ймовірність того, що протягом заданого періоду автономна електростанція виробить електроенергії не менше, ніж потрібно споживачу;

E_e – електроенергія, що виробляється автономною електростанцією за аналізований період;

E_{nomp} – потреба в електроенергії за аналізований період;

A – заданий рівень ймовірності енергозабезпечення.

Однак, з огляду на те, що при альтернативних варіантах електропостачання, кількість споживаної енергії визначається споживачем і залишається однаковою, в якості критерію оптимальності можна застосовувати приведену вартість виробленої електричної енергії при тому ж обмеженні.

Особливістю автономного електропостачання на основі використання енергії вітру є некерованість потоками енергії. Тому вітроелектростанція, що працює в ізольованому режимі, не завжди може видавати енергію відповідно до графіка споживання, тобто, відповідно до попиту на електроенергію. При цьому можливі наступні ситуації:

- обсяг виробленої електроенергії перевищує споживання;
- обсяг виробленої електроенергії дорівнює споживанню;
- обсяг виробленої електроенергії недостатньо для споживання

Для приведення у відповідність графіків надходження та споживання енергії застосовується акумуляування енергії або резервування.

Як було визначено у розділі 2, перспективною є можливість застосування гідравлічних акумуляторів енергії, які можуть бути альтернативою або доповненням електрохімічних акумуляторів в умовах електропостачання віддалених об'єктів.

Під час проектування системи електропостачання об'єкта необхідно здійснити вибір найбільш доцільного варіанта системи акумуляування електроенергії на основі докладного аналізу технічних та економічних показників. До технічних показників відносять надійність, зручність експлуатації, обсяг поточних і капітальних ремонтів, ступінь автоматизації тощо. Основними економічними показниками є капітальні вкладення (витрати) та щорічні експлуатаційні (поточні) витрати. Порівняння та аналіз техніко-економічних показників, що характеризують можливі варіанти, дозволять здійснити вибір найкращого рішення.

В якості методу оцінки економічності можна використовувати метод терміну окупності. Він прирівнює капітальні вкладення з експлуатаційними витратами (витратами виробництва). Економічні (вартісні) показники в більшості випадків є вирішальними при техніко-економічних розрахунках. Однак, якщо розглянуті варіанти рівноцінні щодо вартісних показників, перевагу віддають варіанту з кращими технічними показниками. При цьому необхідно мати на увазі, що висновки з економічних порівнянь необхідно проводити з урахуванням можливої похибки результатів розрахунків, яка визначається неточністю вихідних даних, використанням укрупнених показників тощо.

Однак Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) рекомендує уникати методологічних недоліків розрахунку вартості інтеграції і замість цього оцінювати загальну ефективність технології на загальносистемному рівні. Орієнтація лише на традиційний показник вартості електроенергії в рамках якого здійснюються підрахунки інтеграційних витрат, за оцінкою МЕА, не є достатньою [45, 46].

В даній роботі доцільним є врахування «загальносистемної цінності» (SV

- system value) виробленої електроенергії, тобто загальної користі, одержуваної за рахунок використання автономної системи електропостачання на основі ВЕУ з гідравлічним акумулюванням для енергозабезпечення фермерського об'єкта. Зазначена «загальносистемна цінність» визначається поєднанням факторів, що включають: зменшення негативного впливу на екологію за рахунок відмови від електрохімічних акумуляторних батарей, скорочення викидів двоокису вуглецю та інших забруднюючих речовин, а також зменшення навантаження на централізовану систему електропостачання.

4.2 Метод визначення ціни виробництва за схемою приведеної собівартості електроенергії на основі моделі життєвого циклу енергоустановки

В якості зручного зведеного показника загальної конкурентоспроможності різних технологій вироблення енергії часто використовують приведену вартість енергії (з англійської Levelized Energy Cost (LEC), також вживають Levelized Cost of Energy (LCOE)). Приведена вартість енергії – це середня розрахункова собівартість виробництва енергії протягом всього життєвого циклу енергоустановки (включно з усіма можливими інвестиціями, витратами на технічне обслуговування й доходами). Це поняття традиційно використовують у практиці техніко-економічних досліджень енергетичних систем протягом останніх десятиліть.

Сьогодні визначення розрахункової середньозваженої ціни виробництва енергетичних продуктів є найпоширенішою методикою для ранжування альтернатив за їх привабливістю для інвесторів, методологія використовується для інвестиційного аналізу та визначення тарифів на енергопродукти як ефективний спосіб співставлення сукупності технічних та економічних показників.

Основні показники, які необхідні для розрахунку приведеної собівартості енергії це: витрати на науково-дослідні та дослідно-конструкторські роботи й на проектування системи; капітальні витрати на будівництво, доставку

обладнання, монтаж об'єкта; витрати на сплату відсотків за користування банківськими позиками; витрати на технічне обслуговування та ремонт; експлуатаційні витрати; також необхідний коефіцієнт використання



встановленої потужності для кожного типу установки та значення обсягу виробленої енергії (рисунок 4.1) [47].

Рисунок 4.1 – Компоненти LCOE

Особливо стрімко методологія моделювання на основі концепції LCOE розвивається протягом останніх років – в умовах трансформації ринкових відносин, поширення принципів дерегуляції економічних стосунків у сфері енергетики, пов'язаних з високими темпами впровадження ТВЕ провідними країнами світу.

Конкретний запис моделі залежить від деталізації наявних даних, тому існує багато способів побудови модельних конструкцій для розрахунку LCOE. Важливим фактором, який впливає на коректність результатів техніко-економічних розрахунків є достовірність припущень щодо поведінки фінансово-економічної системи (державної, світової), оскільки на нормовану вартість електроенергії впливають всі закладені розробником господарські операції і грошові потоки протягом життєвого циклу енергетичного об'єкта.

Перш ніж виконати моделювання життєвого циклу енергоустановки слід визначити правила й економічні умови, за яких будуть виконані співставні

техніко-економічні розрахунки [48]. Оскільки мова йде про визначення вартості у певних грошових одиницях, то в першу чергу необхідно визначити номінальну грошову одиницю (валюту), вартість якої фіксується станом на певну опорну дату або на рік дослідження. Зазвичай дослідники акцентують увагу на необхідності використання ринкових процедур для визначення усіх складових вартості виконуваних робіт на всіх етапах проекту, починаючи з особливостей вибору земельної ділянки (з урахуванням необхідності її підготовки, утилізації залишків існуючих конструкцій у разі потреби), умов землекористування тощо; проектування, постачання обладнання, формування витрат на монтаж і супровід будівельних робіт та умов роботи персоналу компанії-забудовника, на експлуатаційний супровід протягом гарантійного терміну; умов пост-гарантійного обслуговування, рівня і порядку рівня оплати праці – закінчуючи умовами страхування різноманітних ризиків тощо [49]. Повний перелік таких припущень є унікальним для кожного дослідження; в даній праці аналіз повноти таких умов не розглядаються. Втім, з огляду на особливості економічної моделі України, період переходу якої на суто ринкові економічні механізми виявився затяжним, формулювання системи таких припущень є запорукою отримання вірогідних результатів.

Зокрема, важливим є домовитися про користування наступними одиницями й позначеннями:

- макроекономічними показниками за всіма компонентами (потужності, населення, обсяги виробництва, ціни тощо) – станом на базовий рік (наприклад, 2018);

- коефіцієнтами перерахунку між енергетичними та фізичними величинами, що визначені МЕА;

- одиниць виміру Міжнародної Системи (CI);

- обсягів інвестицій – в USD/кВт для максимальної встановленої потужності;

- потужності: GW_t – теплової, GW_e – електричної;

- вартості енергії: USD₂₀₁₈/кВт·год;

- коефіцієнта використання встановленої потужності (КВВП) – C_f ;
- грошового потоку CF і кумулятивного дисконтованого грошового потоку (Cumulated Discounted Cash Flow) – $CDCF$;
- відсоткова дохідність банківського капіталу: 5, 10, 12 і 15%.

Виконати співставний аналіз одного проекту чи технології із іншими можна спираючись на визначені правила користування позначеннями та одиницями. Відповідно, фінансові витрати, які будуть понесені у різні моменти часу (віднесені до різних років функціонування) слід привести до обраної опорної дати, щоб забезпечити можливість співставного аналізу.

Для позначення вартості грошей і, відповідно цін використовують терміни: дійсні і номінальні. Дійсні відображають реальну поточну спроможність (силу) грошових потоків у фіксованій валюті. При розрахунках номінальних цін не беруть до уваги зміну купівельної спроможності грошей, тобто враховують фактор інфляції. У разі, якщо розрахунки здійснюються у грошових одиницях валюти, яка має дійсну вартість, на відміну від номінальної, значення відсоткової дохідності капіталу так само мають бути дійсними (очищеними від інфляційних компонентів). Цим фактором часто нехтують, і застосовують процентні ставки за даними спостережень динаміки фінансових ринків, огляду «банківських ринкових ставок» чи «ринкових дисконтів». Розрахунок дійсних грошових потоків та відсоткових ставок виконують із використанням відповідного індексу інфляції на підставі співвідношень:

$$(1 + R) = (1 + r) \times (1 + i), \quad (4.1)$$

де R – номінальна ставка, %; r – дійсна чи фіксована ставка, %; i – темп інфляції, %.

Для розрахунків інвестиційних проектів за моделями $LCOE$ використовують методику фінансових обчислень чистої приведеної вартості (Net Present Value, NPV). Цей показник є різницею між всіма грошовими надходженнями й витратами, приведеними до дати оцінювання інвестиційного

проекту:

$$NPV = \sum_j^n \frac{NetCF(t)}{(1+R)^t}, \quad (4.2)$$

де n – тривалість життєвого циклу проекту (термін експлуатації) в роках, $NetCF(t)$ – сума всіх грошових потоків у році t .

Чиста приведена вартість показує величину коштів, яку інвестор очікує отримати від проекту після досягнення рівня беззбитковості – коли грошові потоки надходжень зможуть покрити його інвестиційні витрати та компенсують періодичні грошові відтоки.

Для того, щоб знайти рівноважну ціну на енергопродукти, які виробляються установками, що їх планується ввести в експлуатацію за інвестиційним проектом нового енергетичного об'єкта, вираз для визначення чистої приведеної вартості записують у такій формі [49]:

$$PV_{revenue} = PV_{cost}, t = \overline{1, n}, \quad (4.3)$$

де $PV_{revenue}$ – приведена вартість грошових потоків-надходжень; PV_{cost} – приведена вартість грошових потоків-витрат; t – позначення поточного часового періоду роботи об'єкта (зазвичай – календарний рік), n – розрахунковий термін експлуатації об'єкта у періодах (життєвий цикл у календарних роках). З урахуванням (4.2) для будь-якої енергетичної установки ліву і праву частини рівняння (4.3) визначають наступним чином [49]:

$$PV_{cost} = C^{cap} + \sum_t^n C_t^{O\&M} / (1+r)^t, \quad (4.4)$$

$$PV_{revenue} = \sum_t^n Q_t \cdot L_t = 8760 \cdot \sum_t^n \frac{GW_t \cdot C_{ft}}{(1+R)^t} \cdot L_t \quad (4.5)$$

де t – поточний часовий періоду роботи об'єкта; C^{cap} – сума всіх капітальних витрат на введення об'єкта в експлуатацію, в цей показник входить сплата відсотків за користування банківськими позиками; $C_t^{O\&M}$ – загальна сума експлуатаційних витрат (витрати на технічне обслуговування, ремонт, вартість палива); r – дійсна ставка дисконтування, дисконт у %; GW – потужність

установки, іноді приймають рівною номінальному значенню $GW_{ном}$ (може бути постійною, якщо не враховують деградацію – зниження показників продуктивності, ККД тощо); Q – обсяг виробленої енергії за період часу; C_{ft} – КВВП у поточному періоді експлуатації; L_t – невідома приведена вартість виробленого енергопродукту у поточному періоді.

Найбільша складність розроблення моделей за концепцією $LCOE$ полягає у визначенні та найбільш повному врахуванні всіх поточних витрат, що ілюструється на графіках рисунку 4.2. З іншого боку, для енергетичних проектів на основі ТВЕ найбільші невизначеності щодо прогнозних даних пов'язані із випадковим характером зміни енергії природних сил – сили вітру для ВЕС, особливо наземних, та первинної сонячної інсоляції для СФЕУ та СЕС із концентраторами сонячного проміння.

Прогнозовані значення нормованої собівартості енергії ($LCOE$) для різних технологій виробництва енергії за різних значень ставок дисконту [47] наведені на рисунку 4.3.

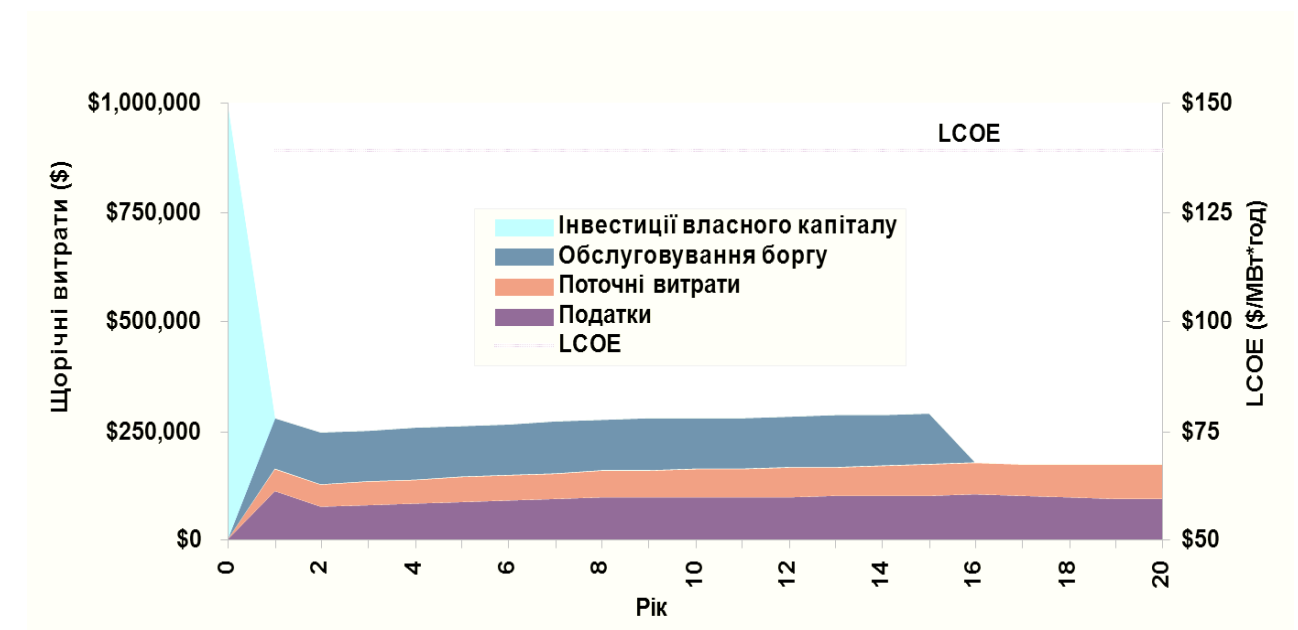


Рисунок 4.2 – Можлива динаміка приведених грошових витрат протягом терміну експлуатації

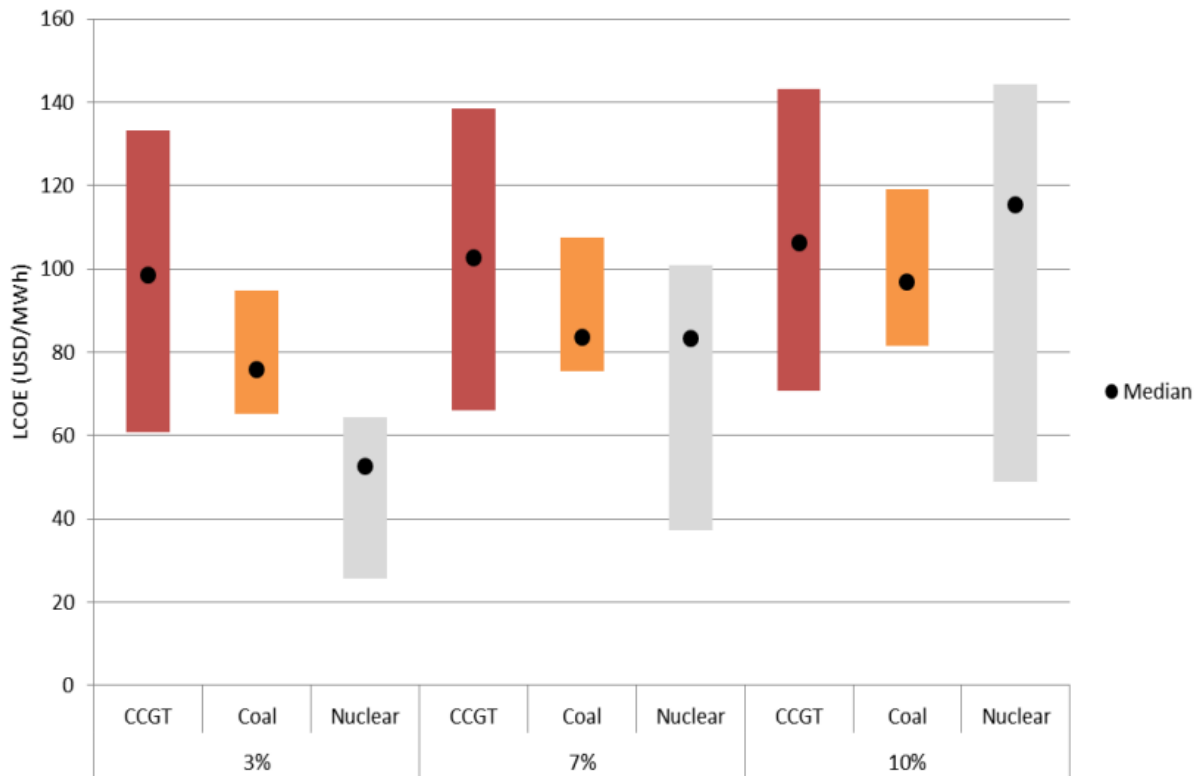


Рисунок 4.3 – Діапазони $LCOE$ на генерування енергії газотурбінними, вугільними та атомними електростанціями за різних ставок дисконту

Джерело: IEA: «Projected Costs Of Generating Electricity»

4.3 Способи розрахунку нормованої ціни виробництва електроенергії та особливості визначення капітальних витрат за індивідуальним проектом енергопостачання об'єкта

Вживані записи нормованої ціни виробництва енергопродуктів. Центральна постановка задачі з розроблення розрахункової моделі $LCOE$, що придатна для повного аналізу прогнозних техніко-економічних показників енергетичного об'єкта полягає у визначенні значення кумулятивного доходу (шляхом знаходження нормованої ціни L) за дотримання певних значень показників дохідності IRR – внутрішнього коефіцієнту дохідності відповідно до запису співвідношення (4.1). В контексті інвестиційних задач показник IRR також іменують ставкою дохідності на дисконтований грошовий потік [50].

Повнота запису моделі залежить від необхідності відображення у розрахунку податкових пільг та відрахувань на амортизацію.

Виділяють три основні визначення нормованої ціни за схемою $LCOE$, які

найбільш широко використовуються в задачах економіко-математичного моделювання [49]:

1) номінальна нормована ціна – для випадків, де не враховують показник інфляції, $i=0$. Вираз для визначення нормованої ціни з врахуванням (4.5) записують у вигляді:

$$L_{COE} = PV_{cost} / 8760 \cdot GW \cdot \sum_t^n \frac{C_{ft}}{(1+R)^t}. \quad (4.6)$$

2) дійсна нормована ціна за не нульової інфляції $i \neq 0$, визначають із врахуванням фактору інфляції протягом життєвого циклу об'єкта. Для цього номінальні прогнознi значення компонент $C_t^{O\&M}$ записують через їх дійсні прогнознi значення у t -му році експлуатації, застосувавши множник $(1+i)^t$:

$$PV_{cost} = C^{cap} + \sum_t^n \frac{C_t^{O\&M} (1+i)^t}{(1+R)^t} = C^{cap} + \sum_t^n \frac{C_t^{O\&M}}{(1+r)^t} \quad (4.7)$$

де r – дійсна ставка дисконту, %, визначається за співвідношенням (4.1); C^{cap} – загальна сума капітальних витрат на проектування будівництво й монтаж об'єкта, з урахуванням обслуговування заборгованості за користування банківською позикою. Нормовану ціну визначають за виразом (4.6) з урахуванням (4.7), причому в (4.6) слід прийняти $R = r$.

3) оцінка номінальної нормованої ціни, отриманої на основі фіксованої дійсної з урахуванням дії інфляційних чинників. Для її розрахунку поточні експлуатаційні витрати $C_t^{O\&M}$ враховують з показником річної інфляції $i \neq 0$ в термінах номінальної вартості грошей:

$$L_t = L_{COE} \cdot (1+i)^t \quad (4.8)$$

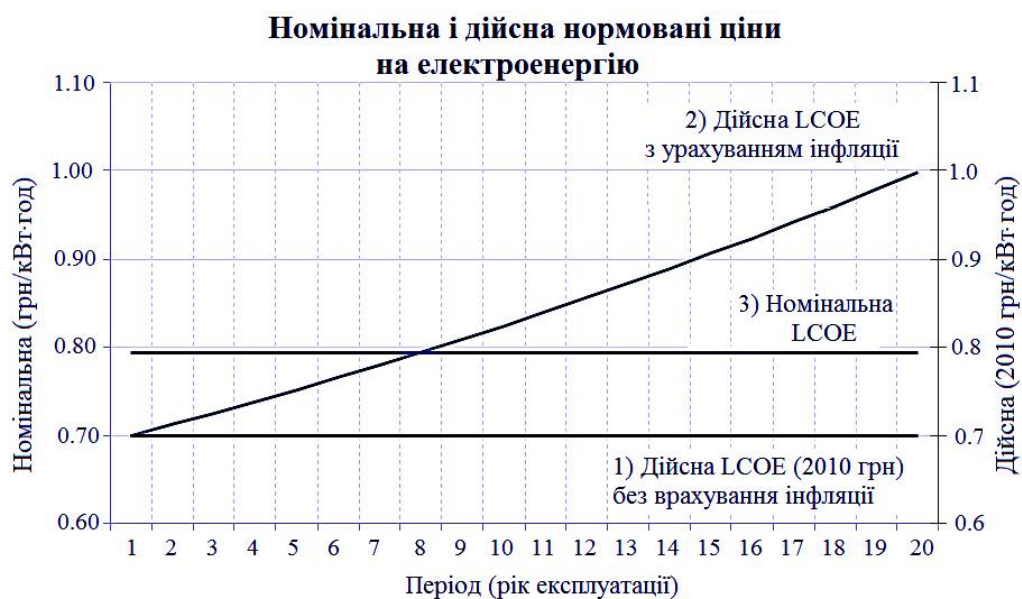
Зважаючи на те, що об'єктом дослідження в даній роботі є автономне господарство, система електропостачання якого не під'єднана до електричної мережі; а необхідне вітротехнічне обладнання було обрано із врахуванням вітрового потенціалу місця розташування ВЕУ, в розрахункових формулах можна не використовувати значення встановленої потужності установки та

КВВП, а оперувати лише значенням обсягу електроенергії, необхідної для нормального функціонування всіх електроспоживачів визначеного об'єкту:

$$LCOE = PV_{\text{cost}} / \sum_t^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}, \quad (4.9)$$

У виразах (4.6)–(4.9) особливу увагу слід приділити визначенню показника C^{cap} – загальної сума капітальних витрат на проектування, будівництво й монтаж об'єкта, з урахуванням обслуговування заборгованості (сплати відсотків за банківські позики), оскільки саме до цієї складової витрат розрахункові дані зазвичай демонструють найвищу чутливість. Розрахункові експерименти щодо аналізу чутливості модельних розрахунків є найбільш вагомим розділом економіко-математичного моделювання енергетичної задачі. Результати аналізу чутливості дозволяють оцінити адекватність прийнятих попередньо припущень та підтвердити у підсумку вірогідність застосування розробленої моделі як адаптованого інструменту досліджень [49].

Для демонстрації відмінностей щодо базових визначень нормованої ціни виробництва на рисунку 4.4 зображено графічні залежності нормованих цін у



розрізі по роках експлуатації.

Рисунок 4.4 – Базові визначення нормованої ціни на електроенергію

Орієнтовні дані наведені для ринкових умов країн Азійського регіону, протягом 20 років для значень дисконту 10% й інфляції 2,5%; розрахунки виконані у грошових одиницях КНР (юань, RMB₂₀₁₀).

Рівняння балансу грошових потоків (4.7) можна спрощено записати для отримання розрахункових оцінок, розглядаючи його для будь-якого усередненого періоду t . Для цього слід припустити, що потоки надходжень і витрат рівномірно розподіляються у часі (по роках); відповідно, доводиться додатково вважати незмінними у часі технічних показників об'єкта (підтримуються проектні значення), що дозволяє оперувати сталим значенням щорічного виробітку енергопродукту протягом усього життєвого циклу (на рівні планового річного значення).

Для визначення вартості капітальних витрат за схемою *LCOE*, сумарні капітальні витрати за проектом розраховуються шляхом компаундування дійсної розрахункової вартості цих витрат (overnight cost) із зваженою середньою ставкою r_w відповідно до порядку фінансування – від початку будівництва і до його завершення, протягом терміну k років:

$$C^{cap} = \sum_t^n P_t \cdot \frac{C \cdot (1 + r_w)^k}{(1 + r_w)^{t-1}}, \quad (4.10)$$

де C – загальний обсяг фінансування будівництва визначений на початку фінансування; P_t – частка планових капітальних витрат в році t , %. Зважена середня ставка вартості капіталу r_w залежить від співвідношення між вартістю власного та позичкового капіталу, скерованого забудовником/власником на реалізацію проекту; часто позначають як WACC – Weighted Average Cost of Capital [50]. Найчастіше саме на цьому значенні ґрунтується вибір ставки дисконтування r у всіх записаних вище виразах, і вона є залежною від фінансових показників юридичної особи-власника проекту.

Для коректного врахування особливостей оподаткування, дійсну вартість приведених капітальних витрат слід виразити у номінальній ціні грошей, тоді (4.9) записують з урахуванням (4.1) так:

$$C^{cap} = \sum_t^n P_t \cdot \frac{C \cdot (1+R)^k}{(1+R)^{t-1}}.$$

У випадках, коли інвестиції розподіляються рівномірно протягом k років терміну будівництва, у практиці розрахунків використовують також поняття ефективних щорічних капітальних витрат (Equivalent Annual Cost – EAC)

$$EAC^{cap} = C/A_{n,r} = C \cdot CRF = C \cdot \left[\frac{r}{(1+r)^k - 1} + r \right] = C \frac{r(1+r)^k}{(1+r)^k - 1}, \quad (4.11)$$

де $1/A_{n,r}$ – коефіцієнт щорічної ренти або Capital Recovery Factor – CRF (також Fixed Charge Factor – FCF або annuity), причому (4.3) можна записати у вигляді:

$$PV_{cost} = \sum_t^n (EAC^{cap} + C_t^{O\&M}) / (1+r)^t, \quad (4.12)$$

нормована вартість енергопродукту L_t у періоді t визначається із (4.3) з урахуванням (4.5) і є незмінною протягом життєвого циклу:

$$L_t = EAC^{cap} + C_t^{O\&M} / Q_t = L_{COE}, \quad (4.13)$$

де Q_t – вироблена протягом одного періоду енергія з урахуванням припущення про незмінність у часі продуктивності енергоустановки.

Важливим є питання визначення структури капітальних витрат у поєднанні з концепцією обраної моделі за схемою визначення нормованої ціни виробництва.

Для розрахунків техніко-економічних показників використовуємо запис моделі життєвого циклу за схемою дійсної номінальної нормованої ціни $LCOE$:

$$L_{COE} = \frac{C^{cap} + \sum_t^n \frac{C_t^{O\&M}}{(1+r)^t}}{\sum_t^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}}. \quad (4.14)$$

Кумулятивний дисконтований грошовий потік $CDCF_n$ визначається як сума небалансу надходжень коштів та витрат наростаючим підсумком по роках n , в дол. США:

$$CDCF_n = \sum_{t=1}^n \left[\frac{Q_t}{(1+r)^t} \cdot L_t - \frac{C_t^{cap} + C_t^{O\&M}}{(1+r)^t} \right] \quad (4.15)$$

Дисконтування фінансових потоків – це приведення вартості потоків платежів, виконаних в різні моменти часу, до вартості на поточний момент часу. Кумулятивний дисконтований грошовий потік використовують для економічної оцінки ефективності інвестицій або при прибутковому підході до оцінки вартості бізнесу.

Дисконтування відображає той економічний факт, що наявна зараз сума грошей має більшу реальну вартість, ніж рівна їй сума через певний період часу [51].

4.4 Варіантні техніко-економічні розрахунки системи електропостачання автономного об'єкта з системою акумулювання

Техніко-економічні розрахунки здійснено на основі ринкових цінових пропозицій виробників і постачальників обладнання на виконання усього комплексу послуг щодо монтажних робіт і обслуговування установки. Значення вартісних показників обладнання та вихідні проектні значення статей витрат для розрахунку за моделлю життєвого циклу на основі визначення нормованої ціни виробництва $LCOE$ зведені до таблиці 4.1. Таблиця також містить значення фінансових макропоказників: середньорічної інфляції (ескалації), річної дохідності капіталу (номінального дисконту). Для аналізу чутливості розрахункових показників щодо негативних тенденцій, що спостерігаються фінансовому та господарських ринках, виконано розрахунки з урахуванням очікувань підвищення середнього рівня інфляції протягом життєвого циклу (наступних 20 років): $i = 7\%$.

Обсяг виробленої енергії за рік дорівнює річному споживанню електроенергії та становить 37000 кВт·год.

Проаналізувавши графіки електричних навантажень та потужність ВЕУ в залежності від швидкості вітру, приймаємо необхідну ємність акумуляторної системи рівною 50 кВт·год, максимальну потужність – 10 кВт для електрозабезпечення споживачів у пікові години зимового періоду.

4.4.1 Техніко-економічні розрахунки системи електропостачання автономного об'єкта з використанням засобів гідроакumuлювання

1. Потужність гідроагрегату визначається за формулою:

$$N_r = 9,81 \cdot h \cdot Q \cdot \eta, \quad (4.16)$$

де h – висота напору, м;

Q – витрата води, м³/с;

η – ККД гідротурбіни та генератора;

Приймаємо висоту напору з урахуванням втрат 40 м. Було обрану гідротурбіну XJ13-L-15/4.5, витрата води 0,032 м/с та генератор SFW10-6/268 з параметрами: максимальна потужність – 10кВт, напруга – 400В, струм – 18А, 1000 обертів за хвилину [52].

2. Необхідна місткість резервуару для акумулювання 50 кВт·год: 574 м³, обираємо резервуар 600 м³.

3. Довжина трубопроводів залежить від кута нахилу схилу, де розміщений резервуар та висоти схилу. За кута 30 градусів та висоти 40 м, довжина трубопроводу буде рівною 80 м.

4. Площа резервуара для теплоізоляції. Габаритні параметри резервуару: висота 10,43 м, діаметр 9,86. Площа поверхні резервуара без врахування площі дна буде дорівнювати 400 м².

Вигляд системи електропостачання з гідравлічним акумулюванням наведено на рисунку 4.5.

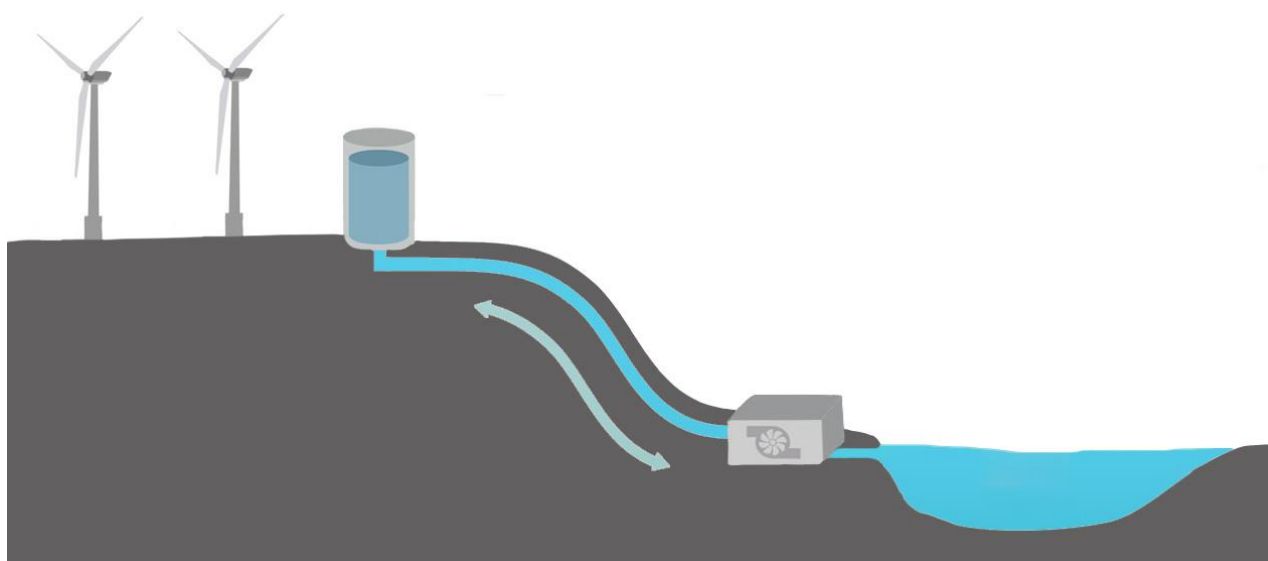


Рисунок 4.5 – Система електропостачання з гідравлічним акумулюванням

Таблиця 4.1 – Зведена таблиця даних для розрахунку нормованих цін виробництва електричної енергії та грошових потоків протягом життєвого циклу САЕП із засобами гідроакумулювання

	Найменування	Ціни в грн.	Розрахункові значення
I	Початкові інвестиції (затрати першого року, без поточних витрат на експлуатацію)	2399432	85694
1.1	БЕУ EuroWind 10, 2 штуки	1003520	35840
1.2	Інвертори	56000	2000
1.3	Резервуар для води 600 м ³	604800	21600
	Гідротурбіна XJ13-L-15/4.5	64400	2300
	Генератор SFW10-6/268	42000	1500
	Трубопроводи	52416	1872
	Насоси	30240	1080
	Теплоізоляція резервуару та трубопроводів	80444	2873
1.4	Кабелі, комутаційна апаратура	98000	3500
1.5	Непередбачувані витрати	14 000	500
1.6	Монтажні роботи	336000	12000
II	Експлуатаційні показники та витрати		
2.1	Термін експлуатації, років		20
2.2	Розрахунковий річний обсяг виробітку електричної енергії, кВт·год		37017
2.3	Капітальний ремонт БЕУ	479864	17138

2.4	Вартість щорічного поточного обслуговування	70000	2500
III	Фінансові макропоказники		

Продовження таблиці 4.1

3.1	Індекс інфляції (ескалації), річна ставка, %		7
3.2	Річна дохідність капіталу при його розміщенні у альтернативні фінансові продукти (базове значення дисконту), %		15

Результати розрахунків кумулятивного грошового потоку та нормованої ціни на виробництво електричної енергії для системи автономного електропостачання на основі ВЕУ з засобами гідроакumuлювання наведені на рисунках 4.6 та 4.7 відповідно.

Графічне зображення грошового потоку $CDCF_n$ у вигляді гладких безперервних кривих дозволяє оцінити терміни окупності проекту в залежності від варіацій основних економічних параметрів (індекс інфляції та значення дисконту) у порівнянні з вкладенням коштів у фінансові інструменти із гарантованою дохідністю.

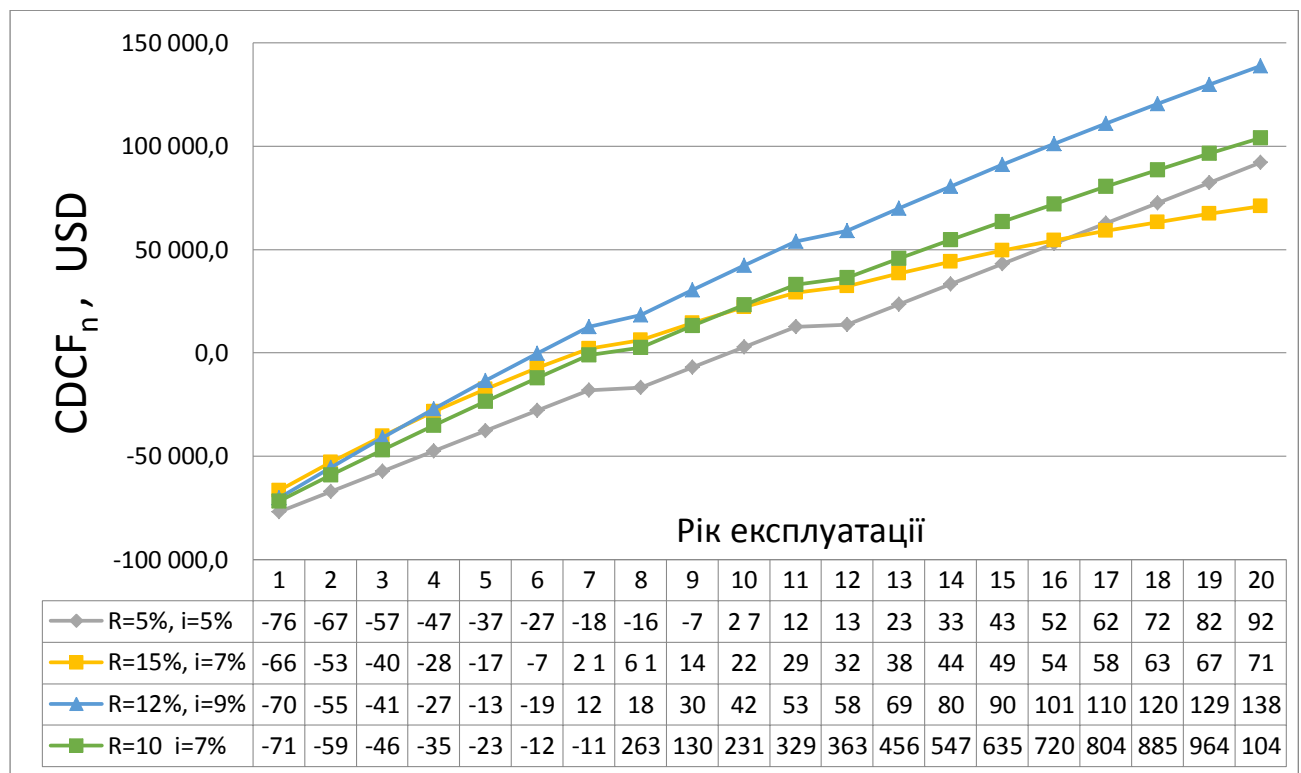


Рисунок 4.6 – Кумулятивний грошовий потік, що формується із надходжень від нормованої ціни виробництва електроенергії САЕП на основі ВЕУ з засобами гідроакumuлювання

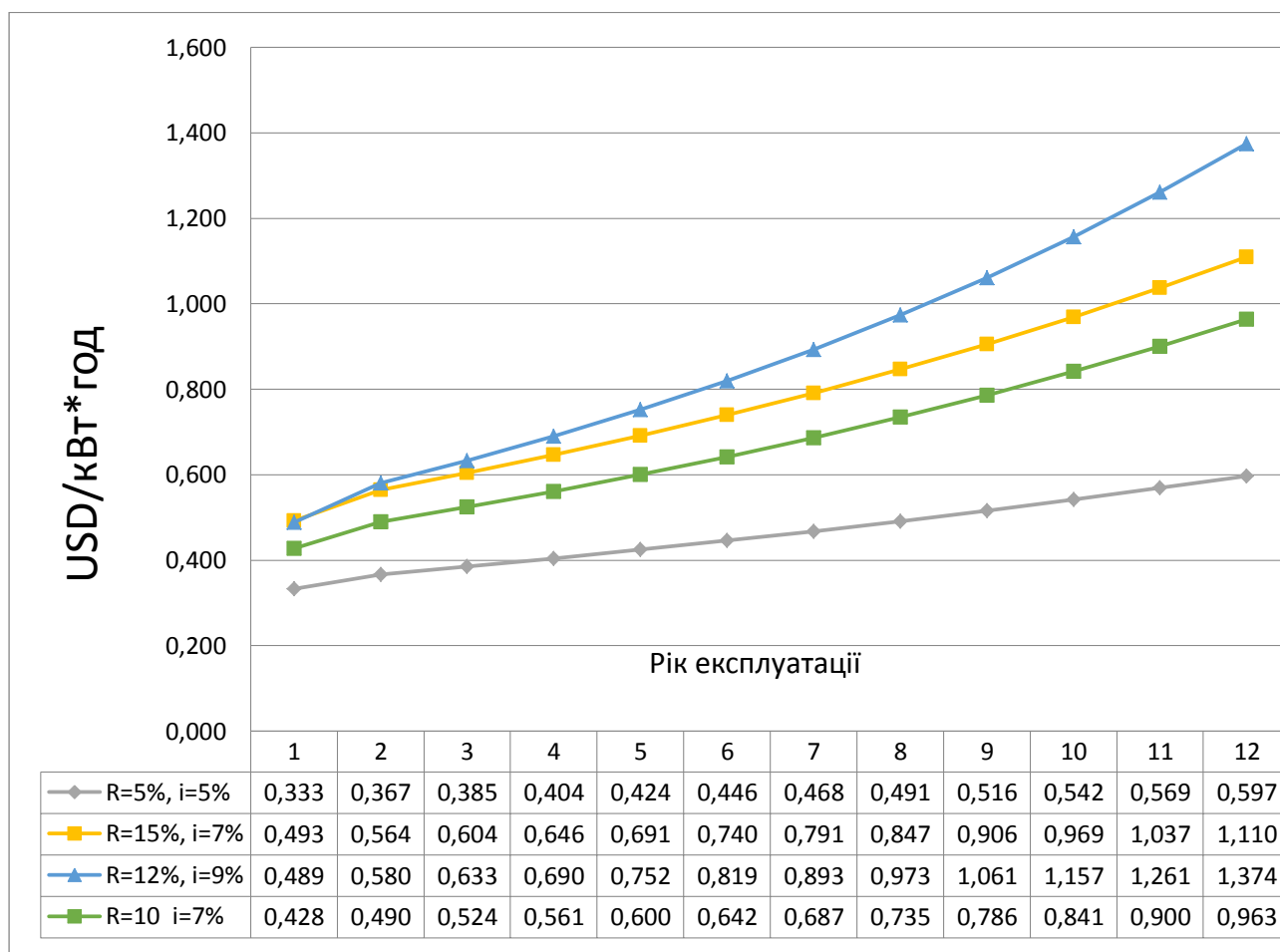


Рисунок 4.7 – Нормовані ціни на виробництво електроенергії САЕП на основі ВЕУ з засобами гідроакумулювання

Таким чином, термін окупності системи автономного електропостачання на основі ВЕУ з засобами гідроакумулювання виготовленої і змонтованої відповідно до наведеного розрахунку в залежності від обраного порядку обслуговування (щорічних витрат на експлуатацію) може становити від 6 до 10 календарних років.

4.4.2 Техніко-економічні розрахунки системи електропостачання автономного об'єкта з використанням електрохімічних акумуляторних батарей

Приведена собівартість електроенергії, виробленої САЕП з електрохімічними АКБ буде залежати від чистої приведеної вартості всіх замін акумуляторів протягом життєвого циклу.

Термін експлуатації акумуляторної батареї залежить від щоденної глибини розряду (daily deep of discharge (DOD_d)) та характеристик батареї, визначених виробником: середній термін експлуатації N_A (кількість циклів) за даним значенням DOD_0 (зазвичай $DOD_0 = 0.8$) та коефіцієнтом батареї B_c , який для батарей з плоскими пластинами знаходиться в діапазоні 0.02-0.03; для трубчастих батарей від 0.01 до 0.02 [53]

$$N_R = 0.5 N_A \exp(-B_c 100 (DOD_d - DOD_0)) \quad (4.17)$$

Кількість замін АКБ розраховується наступним чином:

$$brp = INT\left(\frac{N}{N_R / 365}\right) \quad (4.18)$$

N – термін експлуатації системи, років;

N_R – термін експлуатації акумулятора за певної щоденної глибини розряду;

У таблиці 4.2 наведені значення згадуваних вище параметрів для акумуляторної батареї Trojan IND29-4V (див. додаток В) [54].

Таблиця 4.2 – Розрахунок необхідної кількості замін комплекту акумуляторних батарей

Вихідні дані:	Значення
Термін експлуатації, років	20
Індекс інфляції, %	7
Ставка дисконтування, %	15
Початкова вартість комплекту АКБ, kUSD	28240
Номінальна кількість циклів N_a	2000
Коефіцієнт B_c	0,025
Фіксоване значення глибини розряду DOD_0	0,8
Прийняте значення глибини розряду DOD_d	0,564
Розрахункові значення:	
Реальна кількість циклів, Nr	1802
Число замін, brp	4

Значення вартісних показників обладнання та вихідні проектні значення статей витрат для розрахунку за моделлю життєвого циклу на основі визначення нормованої ціни виробництва $LCOE$ зведені до таблиці 4.3

Таблиця 4.3 – Зведена таблиця даних для розрахунку нормованих цін виробництва електричної енергії та грошових потоків протягом життєвого циклу САЕП із електрохімічними АКБ

	Найменування	Ціни в грн.	Розрахункові значення
I	Початкові інвестиції (затрати першого року, без поточних витрат на експлуатацію)	2172240	77580
1.1	БЕУ EuroWind 10, 2 штуки	1003520	35840
1.2	Інвертори	56000	2000
1.3	Акумуляторні батареї Trojan IND29-4V, 11 штук	706000	28240
1.4	Кабелі, комутаційна апаратура	98000	3500
1.5	Непередбачувані витрати	14000	500
1.6	Монтажні роботи	196000	70000
II	Експлуатаційні показники та витрати		
2.1	Термін експлуатації, років		20
2.2	Розрахунковий річний обсяг виробітку електричної енергії, кВт·год		37017
2.3	Капітальний ремонт БЕУ	479864	17138
2.4	Заміни АКБ	3162880	112960
2.5	Вартість щорічного поточного обслуговування	70000	2500
III	Фінансові макропоказники		
3.1	Індекс інфляції (ескалації), річна ставка, %		7
3.2	Річна дохідність капіталу при його розміщенні у альтернативні фінансові продукти (базове значення дисконту), %		15

Результати розрахунків кумулятивного грошового потоку та нормованої ціни на виробництво електричної енергії для системи автономного електропостачання на основі БЕУ з електрохімічними АКБ наведені на рисунках 4.8 та 4.9 відповідно.

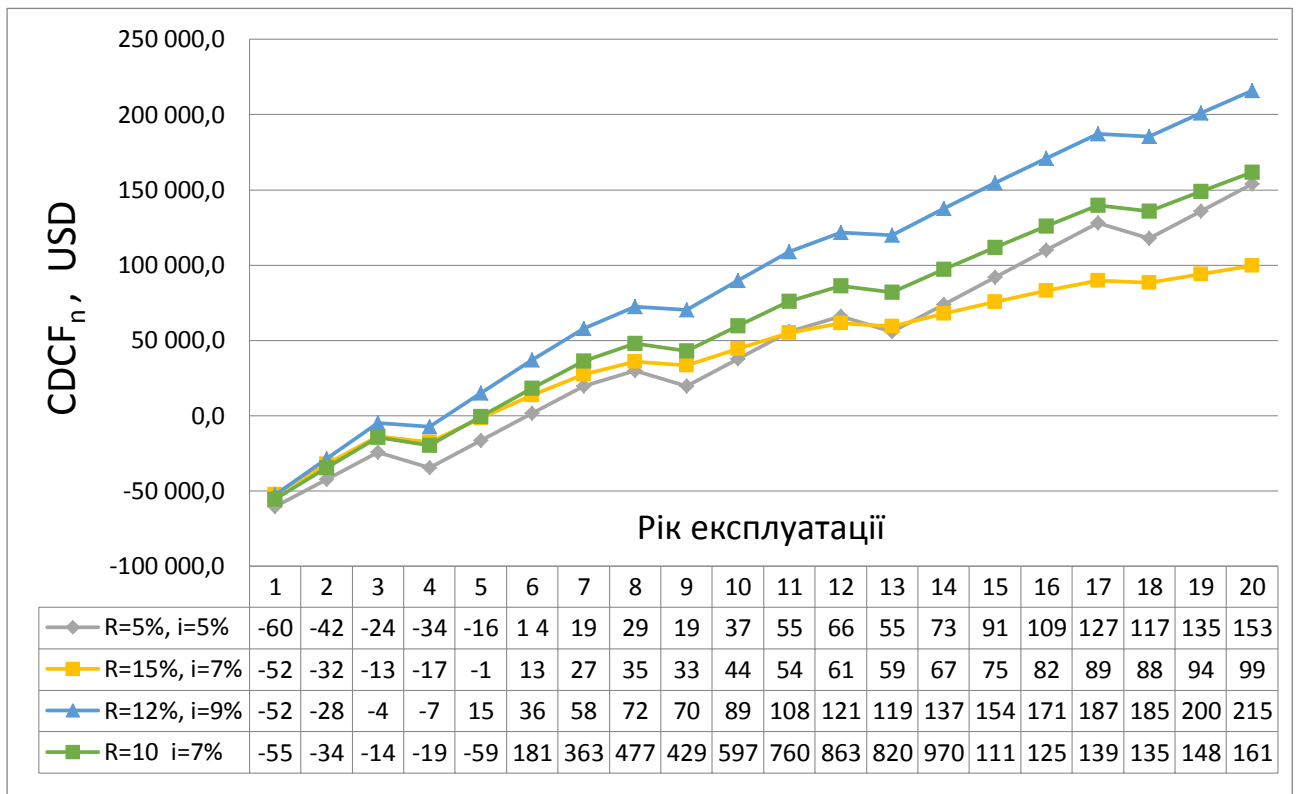


Рисунок 4.8 – Кумулятивний грошовий потік, що формується із надходжень від нормованої ціни виробництва електроенергії САЕП на основі ВЕУ з електрохімічними АКБ

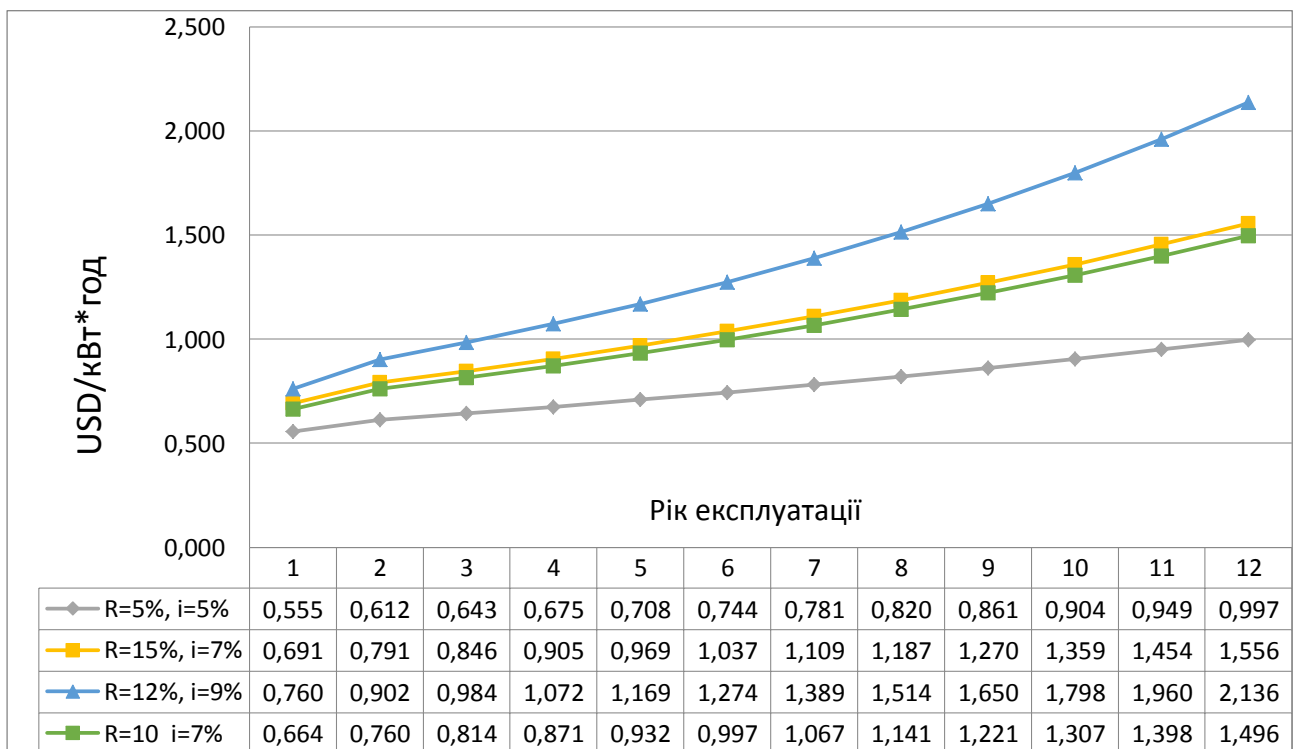


Рисунок 4.9 – Нормовані ціни на виробництво електроенергії САЕП на основі ВЕУ з електрохімічними АКБ

Висновки до розділу

Порівняння LCOE для систем з різними системами акумулювання наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Порівняння LCOE для систем з різними системами акумулювання

Фінансові макропоказники	LCOE для системи з АКБ, грн/кВт·год	LCOE для системи гідроакумулюванням, грн/кВт·год
R=5%, i=5%	15,542	9,312
R=15%, i=7%	19,34	13,798
R=12%, i=9%	21,269	13,680
R=10%, i=7%	18.597	11.976

Розрахункові оцінки техніко-економічних показників отримані на основі моделі життєвого циклу для різних значень фінансово-економічних параметрів моделі дають можливість аналізувати ефект від запропонованих компонувальних рішень. Так оцінки ефективності використання САЕП із засобами гідравлічного акумулювання показують, що собівартість вироблення електричної енергії знаходиться на значно меншому, ніж за використання електрохімічних АКБ.

За результатами розрахунків можна зробити висновок, що за даних економічних, технічних та географічних умов заміщення електрохімічних акумуляторних батарей системою гідравлічного акумулювання є економічно виправданим та спрямованим на отримання суспільної користі, яку пов'язують з розрахунками показників «системної вартості» комплексного рішення.

5 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП ПРОЕКТУ

5.1 Поняття стартапу

Стартап – це нещодавно створена компанія, що знаходиться на етапі розвитку, але має інноваційні ідеї. Саме ці нововведення допоможуть перевершити конкурентів та вийти на ринок з новим продуктом чи послугою.

Стартапи створюються з метою ведення інноваційного бізнесу, розроблення нових продуктів з подальшим продажем на ринку. Великі корпорації неохоче вводитимуть невідомий й ризикований продукт на ринок, адже ризики досить високі й збитки можуть бути дуже значними.

Основою успішного стартапу є новаторська ідея. Стартап-проект, який буде ефективно функціонувати коштує чималих грошей і багато корпорацій готові платити за хорошу ідею.

Для стартапу характерні:

- інноваційність. Основою може стати відкриття нового ринку в масштабах світу або певного регіону;
- обмеженість початкових інвестицій. У більшості випадків початковими інвестиціями є особисті кошти засновників проекту;
- швидкий розвиток. Середньостатистичний термін розвитку стартапу становить 3 - 4 місяці. Винятками можуть бути високотехнологічні стартапи, запуск яких може тривати до року;
- низькі шанси на успіх.

5.2 Опис ідеї проекту

В Україні швидкими темпами зростає частка альтернативної енергетики. За рік загальна потужність об'єктів, споруджених з використанням ТВЕ збільшилася більш як на 10% – до 1,5 ГВт. Згідно даних Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики і комунальних послуг в Україні протягом першого кварталу 2018 року введено в експлуатацію

близько 159 МВт нових генерувальних потужностей з використанням ТВЕ, що у 2,4 рази перевищує результати першого кварталу 2017 року.

Разом з цим зростає кількість об'єктів з автономними системами електропостачання з використанням ТВЕ, зокрема на основі ВЕС та СЕС. Особливістю подібних проектів є необхідність в резервуванні у випадку недостатньої кількості сонячної інсоляції, або низької швидкості вітру.

Електрохімічні акумуляторні батареї широко використовуються в автономних системах для забезпечення електропостачання малопотужних споживачів. До переваг цього типу акумуляування відносять високу маневреність та модульний характер установок, надійність, безшумність тощо.

Однак електрохімічні акумуляторні батареї потребують періодичних заміन, пов'язаних з обмеженою кількістю циклів акумуляування, та, як наслідок, збільшення витрат на експлуатацію системи автономного електропостачання та на утилізацію відпрацьованих батарей.

Ідея проекту полягає в розвитку стартапу, що спеціалізується на системах накопичення енергії засобами гідравлічного акумуляування, а також на системах генерації енергії з використанням кінетичної енергії води.

Більш детальний опис наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 - Зміст ідеї проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Впровадження систем енергопостачання на основі засобів гідроенергетики та систем акумуляування енергії із гідравлічними акумуляторами	Проектування систем для обраного об'єкта	Визначать необхідних параметрів системи електропостачання або акумуляування; отримання консультацій
	Підбір та закупівля необхідного обладнання	Вибір обладнання кваліфікованими спеціалістами
	Доставка та монтаж обладнання, введення системи в експлуатацію	Доставка та можливість монтажу системи «під ключ»
	Гарантійний супровід та технологічне обслуговування	Якісне технологічне обслуговування та ремонт системи

5.3 Технологічний аудит проекту

Технологічний аудит – це спосіб перевірки технологічного стану підприємства за допомогою певних критеріїв. Аудит надає можливість виявлення сильних та слабких сторін, що веде до формулювання стратегії, спрямованої на підвищення ефективності роботи компанії. Визначення технологічної здійсненності ідей стартап проекту передбачає аналіз наступних складових (таблиця 5.2):

- технологія виготовлення товару чи надання послуги згідно ідеї стартап проекту;
- наявність таких технологій; чи їх потрібно доробити/розробити?
- чи є доступ до даних технологій?

Таблиця 5.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Проектування системи	Реалізується за допомогою техніко-економічних розрахунків	Для реалізації наявні технології комп'ютерного моделювання	Технології є доступними
2	Постачання обладнання	Реалізується за допомогою аналізу наявного на ринку обладнання	Для реалізації наявна інформація технічних та цінових параметрів обладнання різних виробників	Технології є доступними
3	Доставка та монтаж обладнання, введення системи в експлуатацію	Реалізується за допомогою логістичної інфраструктури	Технології наявні	Технології є доступними

Надалі необхідно визначити групи потенційних клієнтів, їх характеристики, та сформулювати орієнтовний перелік вимог до товару або послуги для кожної групи (таблиця 5.3)

Таблиця 5.3 – Характеристика потенційних клієнтів стартап проекту

№ п/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія (цільові сегменти ринку)	Вимоги споживачів до товару
1	Проектування та впровадження систем генерації енергії на основі кінетичної енергії води	Споживачі, які мають можливість використовувати малі ГЕС для енергопостачання	Обладнання необхідної потужності, сертифіковане обладнання

2	Проектування та впровадження систем акумулювання енергії	Споживачі, що мають потребу в акумулюванні енергії, в основному – САЕП на основі ТВЕ	Обладнання необхідної потужності, сертифіковане обладнання
---	--	--	--

5.4 Аналіз зовнішнього середовища

Важливим елементом стратегічного керування та планування в компанії є аналіз зовнішнього середовища. Загрози, перед якими компанія постає в процесі ведення бізнесу та можливості, що їй надаються – все це знаходиться зовнішньому середовищі, частиною якого є бізнес. У зовнішньому середовищі компанії загрожують конкуренти, недобросовісні постачальники, зміни в податковому законодавстві, соціальні конфлікти та багато інших факторів.

За допомогою аналізу зовнішніх факторів можна розкрити загрози та можливості для ведення бізнесу, а також виробити стратегічні рішення, що забезпечують алгоритми взаємодії компанії з середовищем в короткостроковій і довгостроковій перспективі, що дозволяє підтримувати її потенціал на рівні, необхідному для досягнення цілей.

Під час аналізу зовнішнього середовища, в межах якого функціонує компанія, можна виділити цілий ряд факторів, що впливають на можливості розвитку. Кожен з цих факторів піддають відповідному аналізу, щоб з'ясувати, які труднощі можуть виникати в даній сфері та якими є позитивні можливості.

Аналіз факторів зовнішнього середовища наведені в таблицях 5.4 – 5.13.

Таблиця 5.4 – Фактори політико-правового середовища.

Фактори	Вплив фактору		Альтернативні способи реалізації можливості або вирішення проблеми
	Можливості	Загрози	
Розвиток технологій відновлюваної енергетики	Інвестиції від держави для впровадження технологій		Пошук каналів зв'язку з державними установами з метою отримання інвестицій
Регулювання діяльності фірми законами та законодавчими актами	Підвищення якості товарів та послуг відповідно до сертифікатів та ліцензій		Дотримання захисту прав споживачів, забезпечення заробітної плати та безпеки праці
Просування українських товарів	Розширення ринків збуту товару		Дотримання європейських вимог та стандартів щодо характеристик

на зовнішні ринки			товару
-------------------	--	--	--------

Таблиця 5.5 – Фактори економічного середовища.

Фактори	Вплив фактору		Альтернативні способи реалізації можливості або вирішення проблеми
	Можливості	Загрози	
Економічна криза		Відсутність інвесторів; недостатність фінансування; зменшення кількості можливих місць для впровадження технологій	Пошук способів зменшення вартості товару без погіршення якості; пошук клієнтів за кордоном
Економічний потенціал України		Недостатня кількість клієнтів, що можуть дозволити собі послуги підприємства	Просування товару на зовнішні ринки

Таблиця 5.6 – Фактори науково-технічного середовища

Фактори	Вплив фактору		Альтернативні способи реалізації можливості або вирішення проблеми
	Можливості	Загрози	
Інтенсивний розвиток ринку	Компанії необхідно відповідати все більш зростаючим вимогам до технологій та обладнання для того, аби бути конкурентоспроможною		Впровадження інноваційних технологій
Поява нових технологій		Нові конкуренти	Орієнтація на постійних клієнтів, розвиток та вдосконалення продукції

Таблиця 5.7 – Фактори демографічного середовища.

Фактори	Вплив фактору		Альтернативні способи реалізації можливості або вирішення проблеми
	Можливості	Загрози	
Демографічний стан України не впливає на розповсюдження та якість запропонованої продукції на ринку			

Таблиця 5.8 – Фактори соціокультурного середовища.

Фактори	Вплив фактору	Альтернативні способи
---------	---------------	-----------------------

	Можливості	Загрози	реалізації можливості або вирішення проблеми
Особливості українських клієнтів		Вибір перевірених технологій замість інноваційних	Демонстрація перспектив товару за рахунок його інноваційності на практиці

Таблиця 5.9 – Фактори природного середовища.

Фактори	Вплив фактору		Альтернативні способи реалізації можливості або вирішення проблеми
	Можливості	Загрози	
Використання енергоефективних та екологічно безпечних технологій	Перевага над продукцією конкурентів за рахунок екологічної безпеки та енергоефективності		Пошук способів ознайомлення клієнтів з перевагами товару компанії над конкурентною продукцією

Таблиця 5.10 – Вплив споживачів

Фактори	Вплив фактору		Альтернативні способи реалізації можливості або вирішення проблеми
	Можливості	Загрози	
Здатність покупців торгуватися		Втрата потенційних клієнтів через високу вартість товарів та послуг	Співпраця з клієнтами на взаємовигідних умовах
Бажання клієнтів мати якісний продукт за мінімально можливою вартістю та витрату часу	Перевага над конкурентами за рахунок використання унікального дизайну	Втрата клієнтів через невідповідний зовнішній вигляд продукції	Покращення дизайну та ергономічності товару
Вплив на клієнтів статусу бренду		Втрата потенційно важливих клієнтів	Підтвердження якості товару, покращення іміджу компанії

Таблиця 5.11 – Вплив конкурентів

Фактори	Вплив фактору		Альтернативні способи реалізації можливості або вирішення проблеми
	Можливості	Загрози	
Поява нових конкурентів		Рівень інноваційності нових конкурентів перевищить рівень інноваційності компанії	Моніторинг ринку, спроби технологічно випереджати конкурентів
Наявність товарів-замінників		Поява інноваційного обладнання, що не потребує впровадження пропонувананих систем	Робота над адаптивністю систем для впровадження на різні типи об'єктів

Конкуренція між існуючими компаніями		Витіснення конкурентами з ринку	Порівняння, аналіз товару конкурентів, запозичення позитивних тенденцій та уникнення помилок конкурентів
--------------------------------------	--	---------------------------------	--

Таблиця 5.12 – Вплив постачальників

Фактори	Вплив фактору		Альтернативні способи реалізації можливості або вирішення проблеми
	Можливості	Загрози	
Зменшення кількості постачальників в період кризи		Втрата постійних постачальників	Наявність зв'язків з різними постачальниками, що можуть бути взаємозамінні

Таблиця 5.13 – Вплив контактних аудиторій

Фактори	Вплив фактору		Альтернативні способи реалізації можливості або вирішення проблеми
	Можливості	Загрози	
ЗМІ	Просування власного бренду	Просування конкурентів, публікація неправдивої інформації	Просування власного бренду за рахунок взаємодії з різними видами ЗМІ
Конференції, реклама, виставки	Здобування компанією «власного імені» у професійно-технічній спільноті		Співпраця з цими спільнотами, відвідування тематичних заходів, використання можливостей заявити про себе
Існуюча база контактів компанії	Підвищення продуктивності розробок за рахунок ефективної командної діяльності	Зниження продуктивності розробок за рахунок поганих відносин у колективі	Підвищення командного духу, проведення тимблдингів, корпоративів, пошук спільних інтересів

Одним із найпоширеніших методів, з використанням якого оцінюють внутрішні та зовнішні чинники, що впливають на розвиток компанії є SWOT-аналіз. Це аналіз сильних та слабких сторін організації, а також можливостей й загроз з боку зовнішнього середовища. «S» і «W» відносяться до стану компанії, а «O» і «T» до зовнішнього оточення організації.

SWOT розшифровується як: «Strengths» – сильні сторони, «Weakness» – слабкі сторони, «Opportunities» – можливості, «Threats» – загрози.

За результатами ситуаційного аналізу можна оцінити, чи має компанія ресурси, щоб реалізувати наявні можливості та протистояти зовнішнім загрозам. Відповідно, необхідний аналіз внутрішньої і зовнішньої ситуації. SWOT-аналіз представлений в таблиці 5.14.

Таблиця 5.14 – SWOT- аналіз впровадження проекту

S (сильні сторони)	W (слабкі сторони)
<ul style="list-style-type: none"> - Високий інтелектуальний потенціал компанії - Інноваційність технології - Використання найкращих технологічних рішень - Можливість виходу на закордонний ринок 	<ul style="list-style-type: none"> - Недостатня обізнаність про компанію на ринку - Низький рівень фінансування - Конкуренція на ринку - Зменшення кількості можливих постачальників в умовах кризи
O (можливості)	T (загрози)
<ul style="list-style-type: none"> - Перевага над конкурентним товаром за рахунок енергоефективності, екологічної безпеки - Підвищення продуктивності розробок за рахунок ефективної командної діяльності. - Подолання конкуренції за рахунок унікального дизайну систем - Співпраця з постачальниками на взаємовигідних умовах 	<ul style="list-style-type: none"> - Витіснення конкурентами компанії з ринку - відсутність інвесторів, недостатнє фінансування - Недостатня кількість клієнтів, що можуть дозволити собі запропоновані системи - Витіснення вітчизняного товару закордонним

Управлінською проблемою на даному етапі є велика кількість часу, необхідного для просування компанії та реклами товару на ринку України. Виникає мета заохочувати більшу кількість інвесторів та клієнтів для поширення інформації про продукт. Розроблені альтернативні шляхи вирішення управлінської проблеми та реалізації управлінської можливості наведені у таблиці 5.15.

Таблиця 5.15 – Слабкі та сильні сторони альтернативних шляхів

Альтернативи	Слабкі сторони	Сильні сторони
1. Пошуки каналів зв'язку з потрібними державними установами для отримання інвестицій	Складність пошуку таких каналів	Розширення клієнтської бази
2. Демонстрація на практиці переважання якості товару за рахунок його інноваційності	Стереотипи та недовіра клієнтів перед до новинок	Зміна ставлення до інновацій, розширення меж потенціальних клієнтів
3. Підтримання співпраці з	Недостатня кількість уваги	Підтримання стабільної бази

постійними клієнтами	новим клієнтам	постійних клієнтів
----------------------	----------------	--------------------

5.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Розроблення ринкової стратегії передбачає визначення стратегії охоплення ринку: опис цільових груп потенційних споживачів представлено в таблиці 5.16.

Таблиця 5.16 – Вибір цільових груп потенційних споживачів

Цільові групи потенційних клієнтів	Готовність споживачів прийняти продукт	Орієнтований попит в межах цільової групи	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу в сегмент
Власники автономних об'єктів	Повна готовність	Високий	Значна	Складно
Власники малих ГЕС	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто
Споживачі, що планують впровадження малих ГЕС	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто

За ступенем охоплення цільового ринку та типом конкурентної переваги, що має бути реалізована на ринку обрано стратегію диференціації.

Конкурентна стратегія диференціації передбачає створення такого товару або послуги, які є унікальними в своїй галузі та викликають інтерес споживачів. Диференціація може застосовуватися в декількох напрямках: по товару; по послугах; по іміджу підприємства; по персоналу; з реклами; з продажу; по виробничому процесу; по науково-дослідних роботах; по політиці продажів.

Так стратегія диференціації може передбачати випуск товару з такими властивостями, яких немає у конкурентів. Наприклад: більш вигідна ціна, додаткові функції товару, постійне оновлення марки, зовнішній вигляд товару. Хорошим конкурентоспроможною властивістю також є кращі технічні та екологічні характеристики. Також стратегія диференціації полягає в навчанні більш кваліфікованого персоналу, ніж у конкурентів, і, відповідно наданні консультаційної допомоги на стадії прийняття рішення. Диференціація по

послугах передбачає також супровід товару після продажу: сервісне обслуговування, гарантійний ремонт, технічна допомога.

Переваги стратегії:

- підвищення рентабельності продукції за рахунок можливості встановлення більш високої ціни;
- прихильність клієнтів послабляє їх тиск на фірму та перешкоджає появі нових конкурентів;
- підвищена рентабельність збільшує стійкість до можливого зростання витрат в результаті дій сильного постачальника;
- прихильність клієнтів та властивості товару допомагають знизити конкуренцію товарів замінників .

Застосовуючи стратегію диференціації слід пам'ятати, що потрібно завжди стежити за змінами ринку й шукати способи збільшення виробництва та зниження витрат, інакше ціна продукту перевищить купівельний інтерес та не зможе окупити витрат.

Висновки до розділу

Враховуючи всі переваги та недоліки впровадження проекту можна зробити висновок, що ідея є актуальною та перспективною для застосування в ринкових умовах України. Бар'єром до впровадження даного проекту є нестабільна політична та економічна ситуація в країні. Присутня конкуренція серед компаній, що спеціалізуються на впровадженні акумулювальних систем та генерації енергії технологіями відновлюваної енергетики. Для ринкової реалізації проекту обрано стратегію диференціації, яка передбачає чітку ідентифікацію окремих сегментів, з якими планує взаємодіяти компанія. Подальша імплементація проекту є доцільною. Перспективи проекту пов'язані з можливістю розвитку технологій відновлюваної енергетики в Україні.

ВИСНОВКИ

1. Виконано аналіз систем акумулювання енергії та визначено параметри для співставлення електрохімічних акумуляторних батарей різних типів. Запропоновано проект автономної системи електропостачання господарського об'єкта на основі вітроелектроустановки з використанням засобів гідравлічного акумулювання електроенергії.

2. Досліджено особливості моделі для визначення вітрового потенціалу географічного місця розташування ВЕУ на основі статистичних даних швидкості вітру. За допомогою моделі розраховано питому потужність ВЕУ та щільність ймовірності потужності для різних швидкостей вітру в обраній точці.

3. Для обраного об'єкта (фермерське господарство) побудовано графіки електричних навантажень із врахуванням параметрів типових електроспоживачів об'єкта даного призначення. На основі електричних навантажень споживачів та характеристик вітрового потенціалу визначено необхідне віротехнічне обладнання та засоби акумуляції енергії.

4. Співставлення технологій накопичення енергії на основі гідравлічних акумуляторів та електрохімічних акумуляторних батарей виконано за результатами варіантних розрахунків техніко-економічних показників із застосуванням економіко-математичної моделі життєвого циклу.

5. За результатами розрахунків можна зробити висновок, що за даних економічних, технічних та географічних умов заміщення електрохімічних акумуляторних батарей системою гідравлічного акумулювання є економічно

виправданим та спрямованим на отримання суспільної користі, яку пов'язують з розрахунками показників «системної вартості» комплексного рішення.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Деревянко А.П. Историческая энциклопедия Сибири: В 3-х томах. Том 3. С-Я. – Новосибирск: Историческое наследие Сибири, 2009. – С. 784.
2. Власенко Е.А., Сулейманов Р.А., Хамула А.А. Автономная электроэнергетика сельского хозяйства: состояние и перспективы // Ползуновский вестник. – 2011. – №2/1. – С. 9-13.
3. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – С. 380.
4. Підготовка та впровадження проектів заміщення природного газу біомасою при виробництві теплової енергії в Україні. Практичний посібник/ За ред. Г. Гелетука. – К.: Поліграф плюс, 2015. – С. 75.
5. Паливний елемент [Електронний ресурс]/ Режим доступу: http://znaimo.com.ua/паливний_елемент.
6. Костюк В.О., Шульженко С.В., Близнюк Є.В. Економічна оцінка перспективи використання паливних елементів для енергопостачання локального об'єкта // Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS'15. – 2015. – С. 55-57.
7. Пирский Ю.К. Низкотемпературные топливные элементы: проблемы и перспективы / Выездная сессия Научного совета НАН Украины по проблеме «Электрохимия» 21-25 января 2013 г. Ивано-Франковск [Електронний ресурс]/ Режим доступу: <http://www.ionc.kar.net/councils/files/Pirskij.pdf>
8. Бродач, М.М. Использование топливных элементов для энергоснабжения зданий [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2340.
9. Близнюк Є. В. Комплексне енергопостачання підприємства деревообробної промисловості з використанням паливних елементів / Близнюк Є. В. – Київ, 2016. – С. 135

10. Рудченко А.Г. Методичні рекомендації до виконання практичних робіт (частина 2) студентами спеціальностей 101 «Екологія» та 183 «Технології захисту навколишнього середовища» / А. Г. Рудченко. – Дніпро: Національний гірничий університет, 2017. – С. 55.

11. Від виробництва до ефективного споживання енергії: Посібник для вчителів / О.І. Соловей, А.В. Праховник, Є.М. Іншеков – К.:Київ. Нотна ф-ка, 1999. – С. 400.

12. Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. Книга 1. Ветроэлектрогенераторы. – Харьков: ХАИ, 2003. – С. 400.

13. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України. – К.: НАНУ, Інститут електродинаміки, Державний комітет України з енергозбереження, 2001.

14. Нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії: Навчальний посібник / О.І. Соловей, Ю.Г. Лега, В.П. Розен, О.О. Ситник, А.В. Чернявський, Г.В. Курбака; За заг. Ред. О.І. Солов'я – Черкаси: ЧДТУ, 2007. – С. 483.

15. Квитко А.В. Автономные ветроэлектрические установки и системы: Научный журнал КубГАУ, №112(08), 2015 / А.В. Квитко, Я.А. Семенов, Г.С. Отмахов, 2015.

16. Robert B., Schainker R. Executive overview: energy storage options for a sustainable future // IEEE Power Engineering Society General Meeting. 2004. Т. 4. Р. 2309-2314.

17. Dotsch C, Bullinger H. Energy storage. Technology guide: principles, applications, trends. Berlin: Springer, 2009. – P. 367.

18. Electricity Storage Association [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:
http://wsvw.electricitystorage.org/ESA/teclmologies/technology_comparisons/.

19. Стан і перспективи розвитку технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії у зарубіжній енергетичній сфері

[Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/04/1.-Stan-rozvytku-smart-grid.pdf>.

20. Doetsch C, Berthold S. Electrical energy storage from 100 kW - state of the art technologies, realisations, fields of use // Second International Renewable Energy Storage Conference (IRES II). Bonn: Eurosolar, 2007. – P. 889-922.

21. Roberts B. Capturing Grid Power: Performance, Purpose, and Promise of Different Storage Technologies // IEEE Power and Energy Magazine. 2009. №7. P. 32-41.

22. Коровин Н.В. Электрохимическая энергетика / Н.В. Коровин. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – С. 264.

23. Хрусталеv Д. А. Аккумуляторы / Д. А. Хрусталеv. – М.: Изумруд, 2003. – С. 244.

24. Все о никель-кадмиевых аккумуляторах: характеристики, эксплуатация, плюсы и минусы [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://akbinfo.ru/shhelochnye/nikel-kadmievye-akkumuljatory.html>.

25. Is Lithium-ion the Ideal Battery? [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://batteryuniversity.com/learn/archive/is_lithium_ion_the_ideal_battery.

26. Фесенко А. Огляд та обґрунтування вибору акумуляторних батарей для автономної системи електроживлення на основі фотоелектричних перетворювачів / А. Фесенко, Р. Єршов, С. Степенко // Технічні науки та технології – 2017. – №1 (7). – С.177-186

27. Batteries Or Train-Pumped Energy For Grid-Scale Power Storage [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://www.forbes.com/sites/jamesconca/2016/05/26/batteries-or-train-pumped-energy-for-grid-scale-power-storage/#35c7e4e63eed>.

28. Deane, J. P., Gallachoir, B. P., and McKeogh, E. J. (2010) Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 12, P. 1293–1302.

29. European Commission (2009) Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, European Commission, Brussels.

30. UCTE (2007) Final Report: System Disturbance on 4 November 2006, Union for the Coordination of Transmission of Electricity, Brussels.

31. Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., and Ding, Y. (2009) Progress in electrical energy storage system: a critical review. *Prog. Nat. Sci.*, 19 (3), P. 291–312.

32. У Німеччині побудували найвищий вітрогенератор в світі [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://eenergy.com.ua/news/u-nimechchyni-pobuduvaly-najvyshhyj-vitrogenerator-v-sviti/>.

33. Integrating wind and water for renewable energy [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://www.worldpumps.com/power-generation/features/integrating-wind-and-water-for-renewable-energy/>.

34. Костюк В.О., Тиндирика Ю.О. Комбінована система енергопостачання на основі вітроенергоустановки, оснащеної гідравлічним акумулятором. / В.О. Костюк, Ю.О. Тиндирика // Збірник матеріалів V міжнародної науково-технічної та навчально-методичної конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'18». – Київ, 2018. – С. 26-27.

35. Костюк В.О., Тиндирика Ю.О. Техніко-економічні переваги комбінованої енергетичної установки з гідроаккумуляційними пристроями. / В.О. Костюк, Ю.О. Тиндирика // Збірник наукових праць X науково-технічної конференції ІЕЕ «Енергетика. Екологія. Людина» – Київ, 2018. – С. 54-57.

36. Борисенко М.М. Соколова С.Н. Корнюшин О.Г. Исследование климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов. Обзорная информация. Обнинск, 1987. – С. 50.

37. Залитинкевич С. С. Динамика пограничного слоя атмосферы. Л. : Гидрометеиздат, 1970. – С. 290.
38. Albers A., Jakobi T., Rohden R., Stoltenjohannes J. Influence of meteorological variables on measured wind turbine power curves. // EWEC 2007. Milan, 2007.
39. Елистратов В.В. Использование возобновляемой энергии: учеб. Пособие / В.В. Елистратов. – Спб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2008 – С. 224.
40. Чугаев Р.Р. Гидравлика: учебное пособие. Л.:Энергоиздат, 1982. – С. 671
41. Bostan I, Dulgheru V, Sobor I, Bostan V, Sochirean A (2007) Renewable energy conversion systems. Ch.: Tehnica-Info,2007, – P. 592.
42. Костюк В.О. Системний огляд методів дослідження енергоустановок з мінливими технологічними показниками й практичні аспекти моделювання // Проблеми загальної енергетики. –2015. –№2(41). – С.39-47.
43. Bostan I. Resilient energy systems. Renewables: Wind, Solar, Hydro / Ion Bostan, Adrian Gheorghe, Valeriu Dulgheru et al. – Springer Science+Business Media B.V., 2013. – P. 507.
44. Каталог ветрогенераторов EuroWind [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: http://www.ae.net.ua/uae_catalog.pdf.
45. Next Generation Wind and Solar Power From cost to value [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Next_Generation_Wind_and_Solar_PowerFrom_Cost_to_ValueFull_Report.pdf.
46. Огляд аналітичних робіт міжнародних енергетичних організацій щодо стану та сценаріїв розвитку світової енергетичної сфери з прогнозом інвестування в енергоефективність [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/2.-rozvyt_svit_energet_sfery.pdf.
47. Черняховская Ю.В. Методология оценки стоимости электроэнергии от различных генерирующих источников: анализ зарубежного опыта, 2017.

48. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report of the inter governmental Panel on Climate Change // Potsdam Institute for Climate Impact Research. – New York: Cambridge University Press, 2012. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.cambridge.org/9781107607101> – Назва з титул. екрану.

49. Костюк В.О. Модифіковані схеми розрахунку нормованої ціни виробництва в задачах детерміновано-стохастичного моделювання нових електрогенерувальних об'єктів / В. О. Костюк // Енергетика. - 2015. - № 2. - С. 64-77.

50. Мелкумов Я.С. Теоретическое и практическое пособие по финансовым вычислениям / Мелкумов Я.С. – М.: ИНФРА-М, 1996. – 336 с., 25 табл.

51. Дисконтирование денежных потоков. Формула расчета и примеры [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://www.finances-analysis.ru/investicii/diskontirovanie-denezhnyh-potokov.htm>.

52. 1-300kW Micro Hydro Generator Sets [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.electway-store.com/download/turbine%20catalog.pdf>.

53. Kolhe M. Techno-Economic Optimum Sizing of a Stand-Alone Solar Photovoltaic System //IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2009, Vol. 24, NO. 2 – p. 511-519.

54. Trojan Data Sheets [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://www.trojanbattery.com/pdf/datasheets/IND29-4V_TrojanRE_Data_Sheets.pdf

ДОДАТОК А ПАРАМЕТРИ РІЗНИХ ТЕХНОЛОГІЙ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ

Технологія Показник	Акумуляуючі електростанції		Маховик	Надпро- відність	Суперкон- денсатор	Акумуляторна батарея					Проточна батарея	
						Традиційна конструкція		Нова конструкція				
	гідро	пневмо				Pb- acid (кислотний)	NiCd (лужний)	Li-ion	NaS	NaNiCl	Vanadium RB	ZnBr
Питома енергія, Вт·год/кг	0,5÷1,5	30÷60	5÷130	0,5÷5	0,1÷15	30÷50	40÷60	75÷250	150÷240	125	75	60÷80
Питома потужність, Вт/кг			400÷1600	500÷ 2000	0,1÷10	75÷300	150÷300	150÷ 315	90÷230	130÷ 160	15÷30	50÷150
ККД циклу заряд/розряд, %	75÷85	42÷54	85÷95	95	85÷98	60÷95	60÷91	85÷99	85÷90	90	85	70÷75
Час експлуатації, рік	50÷100	25÷40	>20	20	>20	3÷15	15÷20	5÷15	10÷15	10÷14	5÷20	5÷10
Кількість циклів заряд/розряд	$2 \cdot 10^4$ ÷ $5 \cdot 10^4$	$5 \cdot 10^3$ ÷ $2 \cdot 10^4$	10^5 ÷ 10^7	10^4	10^4 ÷ 10^8	10^2 ÷ 10^3	10^3 ÷ $3 \cdot 10^3$	10^3 ÷ 10^4	$2 \cdot 10^3$ ÷ $4,5 \cdot 10^3$	> $2,5 \cdot 10^3$	> 10^4	> $2 \cdot 10^3$
Порядок часового інтервалу реакції на керуючий вплив	секунди÷ хвилини	хвилини	секунди	мілі- секунди	мілісекунди						мілі- секунди	мілі- секунди
Питома вартість потужності, Євро/кВт	500-3600	400-1150	100-300	100-400	100-400	200-650	350-1000	700-3000	700-2000	100-200	2500	500-1800
Питома вартість енергії, Євро/кВт·год	60-150	10-120	1000-3500	700-7000	300-4000	50-300	200-1000	200-1800	200-900	70-150	100-1000	100-700

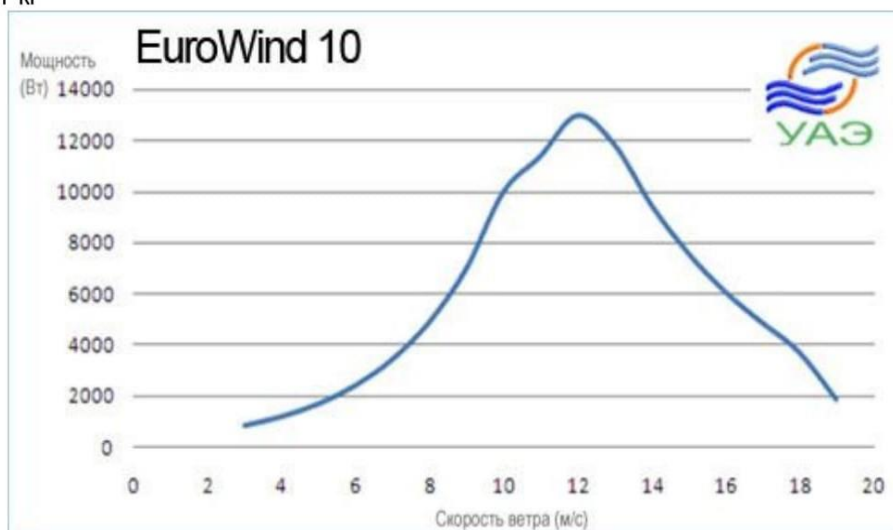
ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕУ

EuroWind 10

Диаметр ротора: 8 метров
 Количество лопастей: 3 шт.
 Направление: всегда по ветру (управляется контроллером)
 Материал лопастей: FRP (композитный материал)
 Начальная скорость: 2 м/с
 Максимальная мощность (при 12 м/с): 13 000 Вт
 Исходное напряжение генератора: 240В
 Напряжение после инвертора: 220В или 380В
 Выдерживает ураганный ветер: до 45 м/с
 Защита от ветра: автоматическое флюгирование
 Скорость вращения ротора: 200 оборотов/мин
 Тип ветротурбины: PMG (на постоянных магнитах)
 Рабочая температура: от -40 до +60 С
 Контроллер заряда: интеллектуальный (2-е поколение)
 Средняя выработка энергии в год (при 6 м/с): 27500 кВт
 Рекомендованные аккумуляторы: 40 шт. 12В 200Ач
 Время для полной зарядки аккумуляторов: около 12 часов



Высота мачты с растяжками: 12 м
 Высота мачты конической: 12 м
 Высота мачты гидравлической: 12 м
 Вес: 1391 кг



ДОДАТОК В ТЕХНІЧНІ ПАРАМЕТРИ АКУМУЛЯТОРНОЇ БАТАРЕЇ



DATA SHEET

IND29-4V
 INDUSTRIAL LINE

MODEL **IND29-4V**
 NOMINAL CAPACITY **1618AH @ C₂₀**
 MATERIAL **Polypropylene** (internal cell container) **Polyethylene** (outer container)
 DIMENSIONS **Inches (mm)**
 BATTERY **Deep-Cycle Flooded/Advanced Lead Acid Battery**
 COLOR **Maroon**
 WATERING **Single-Point Watering Kit (Optional)**
 PRODUCT HIGHLIGHTS **Smart Carbon™ for Improved Performance**
17 Years Battery Life Based on IEC 61427

**4V**

PRODUCT + PHYSICAL SPECIFICATIONS

BCI Group Size	Type	Voltage	Cell(s)	Terminal Type ⁶	Dimensions ^c Inches (mm)			Weight Lbs. (kg)
N/A	IND29-4V	4	2	14	Length	Width	Height ^f	465 (211)
					27.10 (688)	10.35 (263)	23.81 (605)	

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Cranking Performance		Capacity ^a Minutes		Capacity ^b Amp-Hours (AH)							Energy (kWh)	Internal Resistance (mΩ)	Short Circuit Current (amps)
C.C.A. ^g @ 0°F (-18°C)	C.A. ^e @ 32°F (0°C)	@ 25 Amps	@ 75 Amps	2-Hr	5-Hr	10-Hr	20-Hr	48-Hr	72-Hr	100-Hr	100-Hr		
—	—	—	—	—	1274	1448	1618	1899	2022	2105	8.42	—	—

CHARGING INSTRUCTIONS

Charger Voltage Settings (at 77°F/25°C)						
System Voltage	4V	8V	12V	24V	36V	48V
Bulk Charge	4.94	9.88	14.82	29.64	44.46	59.28
Float Charge	4.50	9.00	13.50	27.00	40.50	54.00
Equalize Charge	5.40	10.80	16.20	32.40	48.60	64.80

Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.

CHARGING TEMPERATURE COMPENSATION

Add	Subtract
0.005 volt per cell for every 1°C below 25°C 0.0028 volt per cell for every 1°F below 77°F	0.005 volt per cell for every 1°C above 25°C 0.0028 volt per cell for every 1°F above 77°F

OPERATIONAL DATA

Operating Temperature	Self Discharge
-4°F to 113°F (-20°C to +45°C). At temperatures below 32°F (0°C) maintain a state of charge greater than 60%.	5 – 15% per month depending on storage temperature conditions.

STATE OF CHARGE MEASURE OF OPEN-CIRCUIT VOLTAGE

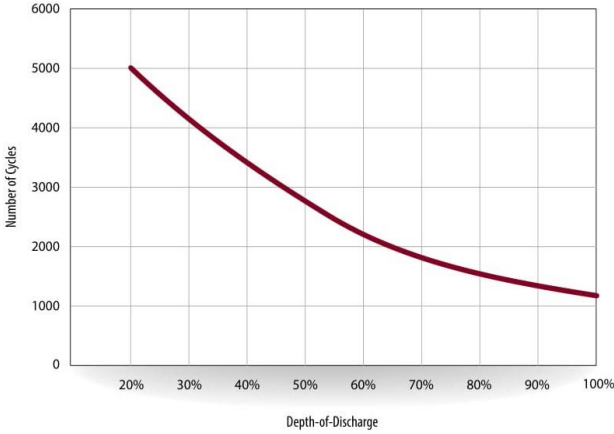
Percentage Charge	Specific Gravity	Cell	4 Volt
100	1.260	2.11	4.22
90	1.246	2.09	4.18
80	1.227	2.07	4.14
70	1.207	2.05	4.10
60	1.187	2.03	4.06
50	1.165	2.01	4.02
40	1.142	1.99	3.98
30	1.119	1.96	3.92
20	1.096	1.94	3.88
10	1.072	1.92	3.84



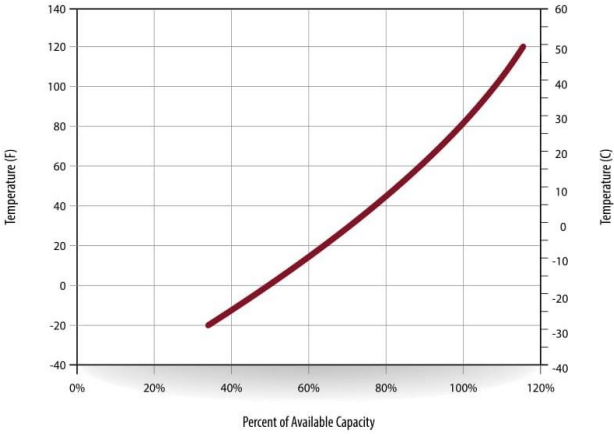
Designed in compliance with applicable BCI, DIN, BS and IEC standards.
 Tested in compliance to BCI and IEC standards.



TYPICAL CYCLE LIFE IN A STATIONARY APPLICATION



PERCENT CAPACITY VS. TEMPERATURE



TROJAN IND29-4V PERFORMANCE

